

TC
ONDOKUZ MAYIS ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ



TRANSFORMATÖR SARGI SICAKLIĞI
KESTİRİMİ İÇİN YENİ BİR YÖNTEM

CENK GEZEGİN

DOKTORA TEZİ

**TC
ONDOKUZ MAYIS ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

DOKTORA TEZİ

**TRANSFORMATÖR SARGI SICAKLIĞI
KESTİRİMİ İÇİN YENİ BİR YÖNTEM**

CENK GEZEGİN

ELEKTRİK-ELEKTRONİK MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**SAMSUN
2018**

Her hakkı saklıdır

TEZ ONAYI

Cenk GEZEGİN tarafından hazırlanan “Transformatör Sargı Sıcaklığı Kestirimi İçin Yeni Bir Yöntem” adlı tez çalışması 14/11/2018 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından Ondokuz Mayıs Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı’nda **Doktora Tezi** olarak kabul edilmiştir.

Danışman Prof. Dr. Okan ÖZGÖNENEL
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı



Jüri Üyeleri

Başkan Prof. Dr. Metin YAVUZ
Ondokuz Mayıs Üniversitesi
Fizik Anabilim Dalı



Üye Prof. Dr. Güven ÖNBİLGİN
Ondokuz Mayıs Üniversitesi
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı



Üye Prof. Dr. Ahmet FENERCİOĞLU
Gaziosmanpaşa Üniversitesi
Mekatronik Mühendisliği Anabilim Dalı



Üye Doç. Dr. Ünal KURT
Amasya Üniversitesi
Elektrik Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı



Yukarıdaki sonucu onaylarım. .../.../2018

Prof. Dr. Bahtiyar ÖZTÜRK
Enstitü Müdürü

ETİK BEYAN

Ondokuz Mayıs Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü tez yazım kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez içindeki bütün bilgilerin doğru ve tam olduğunu, bilgilerin üretilmesi aşamasında bilimsel etiğe uygun davrandığımı, yararlandığım bütün kaynakları atıf yaparak belirttiğimi beyan ederim.



12.11.2018

C. Gezegi
Cenk GEZEGİN

ÖZET

Doktora Tezi

TRANSFORMATÖR SARGI SICAKLIĞI KESTİRİMİ İÇİN YENİ BİR YÖNTEM

Cenk Gezeğin

Ondokuz Mayıs Üniversitesi

Fen Bilimleri Enstitüsü

Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı

Danışman: Prof. Dr. Okan Özgönenel

Transformatörler elektrik enerjisinin üretim, iletim ve dağıtımında kullanılan önemli ve pahalı donanımlardan birisidir. Artan elektrik gücü istemi işletmedeki transformatörlerin tasarlandıkları sıcaklık değerlerini sıklıkla aşmasına neden olmaktadır. Bu da sargılarının etrafındaki yalıtım kâğıdının ömrünün kısalmasına, iç arızaların ortaya çıkmasına ve transformatör ömrünün beklenenden daha kısa olmasına neden olmaktadır. Bu sıcaklıkların doğru bir biçimde izlenmesi transformatör sargı yalıtımı ömrünün doğru belirlenmesini sağladığı kadar transformatörün en uygun kullanımı için gerekli önlemlerin de doğru bir biçimde alınmasını sağlayacaktır. Bu yüzden transformatör sıcaklık izleme sistemlerine olan istemin eskisine göre önemli oranda artması beklenmektedir.

Bu yüzden işletmedeki transformatörlere kolayca uygulanabilecek, ekonomik bir sargı sıcaklık izleme sistemine gereksinim bulunmaktadır. Literatürde transformatör sıcaklıklarını izlemek için çok sayıda yöntem bulunmakla birlikte bunlardan en önemlileri IEEE ve IEC standartlarında verilmiştir. Ayrıca, D. Susa tarafından önerilen bir yöntem de oldukça popülerdir. Söz konusu yöntemler özellikle geçici durumlarda yanılgılı cevap vermekte ve çok sayıda değişkenin kullanımını gerektirmektedir. İşte bu sorunlara çözüm olabilmesi amacıyla bu tez çalışması boyunca daha sade, uygulanabilir ve daha doğru bir transformatör sıcaklık izleme yönteminin geliştirilmesi amaçlanmıştır. Bu tez çalışmasında, tek-fazlı yağlı tip ONAN dağıtım ve güç transformatörlerinin sargı en sıcak nokta sıcaklığının (ESNS) kestirimi için iki yeni yöntem sunulmuştur. Yöntemler öncelikle transformatörün birincil ve ikincil yanı akım ve gerilim verisini kullanarak ortalama sargı sıcaklığını hesaplamaktadır. Sonrasında ise bu sıcaklığı kullanarak ESNS değerine ulaşmaktadırlar. Yöntemlerin başarımı sargıları arasına sıcaklık algılayıcıları yerleştirilmiş 30 kVA gücünde ONAN soğutmalı yağlı tip tek-fazlı bir transformatör kullanılarak çeşitli ısınma deneyleri ile ortaya konulmuştur. Önerilen yeni yöntemler daha az değişmez ve değişken kullanmakta ve daha doğru sonuçlar vermektedir.

Kasım 2018, 166 sayfa

Anahtar Kelimeler: Transformatör ömrü, Ortalama sargı sıcaklığı, Sargı en sıcak nokta sıcaklığı, Tepe yağ sıcaklığı

ABSTRACT

Doctoral Dissertation

A NEW METHOD FOR ESTIMATING TRANSFORMER WINDING TEMPERATURE

Cenk Gezeğin

Ondokuz Mayıs University
Graduate School of Sciences

Department of Electrical Electronics Engineering

Supervisor: Prof. Dr. Okan Özgönenel

Transformers are important and expensive elements that are used for the generation, transmission and distribution of electric energy. Increasing demand for electric power cause transformers in operation to exceed the temperature values, they are designed for. This results in shortening the life of insulation paper around the windings, causes emerging internal faults and being lifetime of transformer shorter than expected. Monitoring these temperatures accurately will provide not only determining lifetime of transformer winding insulation correctly but also taking precautions that required for optimum usage of transformers. Therefore, it is expected to increase the demand for transformer monitoring systems significantly as compared to the past.

This means there is a need for a winding temperature monitoring systems that are economic and can be easily applied to the existing transformers in operation. There are many methods in literature and practice for monitoring transformer temperatures and the most important of them are given in IEEE and IEC standards. In addition, a method suggested by D. Susa is very popular. These methods give incorrect results especially in transient situations and require the usage of many parameters. Here, in order to find a solution to these problems, during this thesis it is aimed to develop a simpler, applicable and more accurate transformer temperature monitoring method. In this thesis, two new methods for the estimation of winding hot-spot temperatures of single-phase ONAN cooling oil immersed distribution and power transformers are presented. These methods compute, firstly, average winding temperatures by utilizing voltage and current data of both sides of transformer. Then, they attain the hot-spot temperature by using these temperatures. The performances of the methods have been validated by using various heat tests applied to a 30 kVA ONAN single-phase oil immersed transformer in which temperature sensors are inserted. The suggested methods use less parameter and give more accurate results than existing methods.

November 2018, 166 pages

Key Words: Lifetime of transformer, Average winding temperature, Hot-spot temperature, Top-oil temperature

ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR

İlk olarak bu tez çalışmam sırasında beni yönlendiren ve motive eden hocam ve eski danışmanım Sayın Dr. Öğr. Üyesi Muammer ÖZDEMİR’i rahmet, minnet ve şükranla anıyorum.

Tez çalışmalarım boyunca her türlü yardım ve desteğini benden esirgemeyen danışmanım Sayın Prof. Dr. Okan ÖZGÖNENEL’e teşekkür ediyorum. Ayrıca, tez izlemelerim boyunca yaptığı yapıcı eleştiri ve yönlendirmeleriyle tezimin gelişiminde çok değerli katkıları olan hocalarım Sayın Prof. Dr. Güven ÖNBİLGİN’e, Sayın Prof. Dr. İsmet ŞENEL’e ve Sayın Prof. Dr. Metin YAVUZ’a teşekkürü bir borç bilirim.

Tez süreci boyunca birlikte geçireceğimiz zamanlarından fedakârlıkta bulunan büyük bir sabır ve özveri gösteren sevgili eşim Dr. Öğr. Üyesi Betül BAL GEZEGİN’e ve hayatımın mutluluk ve yaşam kaynakları olan çocuklarım Bartu ve Lina’ya sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

Bu tezin hazırlanması sürecinde bana her türlü desteği sağlayan dostum Öğr. Gör. Dr. Hasan DİRİK’e ve benden desteklerini esirgemeyen Dr. Öğr. Üyesi Engin Ufuk ERGÜL’e ve diğer çalışma arkadaşlarıma da teşekkür ederim.

Ayrıca, tez çalışmaları kapsamındaki çeşitli saha çalışmaları için bana destek veren TCDD Genel Müdürlüğü Modernizasyon Daire Başkanlığı personeline, ASTOR Transformatör firmasının sahibi ve çalışanlarına ve YEDAŞ Amasya il koordinatörü Emin Uğur ASAN’a da teşekkür ederim.

Bu tez çalışması PYO.MUH.1904.12.005 nolu Bilimsel Araştırma Projesi olarak Ondokuz Mayıs Üniversitesi tarafından desteklenmiştir.

Kasım 2018, Samsun

Cenk Gezeğin

İÇİNDEKİLER DİZİNİ

ÖZET	i
ABSTRACT	iii
ÖNSÖZ VE TEŞEKKÜR.....	v
SİMGELER VE KISALTMALAR	xi
SİMGELER	xi
KISALTMALAR.....	xix
ŞEKİLLER DİZİNİ	xxi
ÇİZELGELER DİZİNİ	xxv
1. GİRİŞ.....	1
2. KURAMSAL TEMELLER.....	7
2.1. Transformatörlerle İlgili Bazı Temel Kavramlar	7
2.1.1. Transformatör kayıpları.....	7
2.1.2. Transformatörlerin aşırı yüklenmesi ve sınır sıcaklık değerleri.....	10
2.1.3. Transformatörlerde yaşlanma ve ömür kaybı.....	14
2.1.4. Transformatör izleme sistemleri.....	18
3. MATERYAL VE YÖNTEM.....	19
3.1. Transformatörlerin Sıcaklık Çözümlemesi	19
3.1.1 Doğrudan sıcaklık ölçümü.....	19
3.1.2. Sonlu elemanlar yöntemi ile sıcaklıkların benzetimi	21
3.1.2.1. İletim ile ısı aktarımı	22
3.1.2.2. Taşınım ile ısı aktarımı.....	23
3.1.2.3. Işınım ile ısı aktarımı.....	24
3.1.2.4. Sonlu elemanlar yönteminin çözüm metodu	25
3.1.2.5. COMSOL yazılımında sıcaklık benzetimi	26
3.1.2.6. COMSOL yazılımının ısı ve akışkanlar dinamiği çözümlemesi....	27
3.1.2.7. Sınır koşullarının belirlenmesi	27
3.1.2.8. Ağın oluşturulması	28
3.1.2.9. Çözümün yönteminin belirlenmesi	29
3.2. Transformatör Dinamik Isıl Modelleri.....	29
3.2.1. IEEE modelleri	32
3.2.1.1. IEEE Clause-7 ısı modeli	32
3.2.1.2. IEEE Annex-G ısı modeli	33
3.2.2. IEC modelleri	39
3.2.2.1. IEC üslü eşitlikler çözüm yöntemi	39
3.2.2.2. IEC fark eşitlikleri çözüm yöntemi	41
3.2.3. Susa ısı modeli	43
3.2.3.1. SUSa tepe yağ sıcaklık modeli.....	45
3.2.3.2. SUSa en sıcak nokta sıcaklık modeli	48
3.3. Transformatörlerin Ortalama Sargı Sıcaklığının Bulunması	51

3.3.1. Ortalama sargı sıcaklığı hesaplama yöntemi.....	52
3.3.1.1. Transformatörlerin test verilerinden AA sargı dirençlerinin hesaplanması	56
3.3.1.1.1. Kısa-devre deneyi verilerinden AA sargı direncinin hesaplanması	56
3.3.1.1.2. Yükte çalışma deneyi verilerinden AA sargı direncinin hesaplanması	58
3.3.1.2. Yöntemin genel yapısı.....	59
3.4. Transformatörlerin Sargı En Sıcak Nokta Sıcaklığının Belirlenmesi	59
3.4.1. Birinci ESNS hesaplama yöntemi (Yöntem-1)	60
3.4.2. İkinci ESNS hesaplama yöntemi (Yöntem-2)	63
4. BULGULAR VE TARTIŞMA.....	65
4.1. COMSOL Yazılımında Test Transformatörünün Sıcaklık Benzetimi.....	65
4.1.1. Model geometrisinin çizimi.....	65
4.1.2. Malzeme özelliklerinin tanımlanması	66
4.1.3. Test transformatörünün sıcaklık benzetimi sonuçları	67
4.1.4. Sıcaklıkların deneysel ölçümü ve benzetim sonuçları ile karşılaştırılması	69
4.2. Dinamik Termal Modellerinin Deneysel Olarak İncelenmesi	73
4.2.1. IEEE modellerinin deneysel olarak incelenmesi.....	73
4.2.2. IEC modellerinin deneysel olarak incelenmesi	77
4.2.3. Susa modellerinin deneysel olarak incelenmesi.....	78
4.2.4. Varolan ısı modelleri ile ilgili bazı sonuçlar	80
4.3. OSS Kestirim Yönteminin Deneysel Olarak İncelenmesi	81
4.3.1. Deneysel çalışmalar-I.....	82
4.3.2. Deneysel çalışmalar-II.....	85
4.3.4. Sonuçların yorumlanması.....	89
4.4. ESNS Kestirim Yöntemlerinin Deneysel Olarak İncelenmesi	90
5. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	97
KAYNAKLAR	101
EKLER	113
EK 1 IEEE MODELLERİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU ..	114
EK 2 IEC MODELLERİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU ..	121
EK 3 SUSA MODELİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU.....	123
EK 4 YÖNTEM-1'İN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU.....	125
EK 5 YÖNTEM-2'NİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU.....	126
ÖZGEÇMİŞ	129

SİMGELER VE KISALTMALAR

SİMGELER

A, B	Birim ömür değişmezleri
Cp_{TANK}	Tank özgül ısı kapasitesi
Cp_{CORE}	Çekirdek özgül ısı kapasitesi
Cp_{OIL}	Yağ özgül ısı kapasitesi
Cp_W	Sargının özgül ısı kapasitesi
C_{th}	Isıl kapasite
D, G	Akmazlık eşitliği değişmezleri
E_{HS}	En sıcak noktadaki birim değer Girdap kaybı
F_{AA}	Yaşlanma hızlandırma faktörü
F_{EQU}	Toplam zamanın eşdeğer yaşlanma faktörü
f	Sıklık
$f_1(t)$	TYS artış işlevi
$f_2(t)$	ESNS artışı işlevi
$f_3(t)$	TYS'nin çevre sıcaklığına göre değişiminin işlevi
g_r	Anma durumundaki ortalama sargı-yağ sıcaklık farkı
h	Isıl taşınım katsayısı
H	ESNS faktörü (hot-spot faktörü)
H_{HS}	Sargı en sıcak noktasının yüksekliği
i_o	Boşta çalışma akımı
i_{p1}	Birincil yan akımı temel bileşeni
i_s	İkincil yan akımı
i'_s	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan akımı
i_l	Akımın temel bileşeni
i'_{s1}	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan akımı temel bileşeni
I	Akım
I_h	Akımın h . harmonik bileşeninin etkin değeri
I_p	Birincil yan akımının etkin değeri
I_{p1}	Birincil yan akımının temel bileşeninin etkin değeri
I'_{s1}	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan akımı temel bileşen etkin değeri
I_s	İkincil yan akımının etkin değeri



I_w	Sargı akımı
I_1	Akımın temel bileşeninin etkin değeri
k	Isıl iletkenlik katsayısı
k_{11}, k_{21}, k_{22}	IEC ısı modellerinin değişmezleri
K	Yükün anma yüküne oranı
K_i	Başlangıç yük akımının anma yük akımına oranı
K_u	Son durum yük akımının anma yük akımına oranı
K_w	Yük kayıpları için sıcaklık düzeltme katsayısı
K_{HS}	ESN konumundaki kayıplar için sıcaklık düzeltme katsayısı
L	Isı aktarım yolunun uzunluğu
m, n	IEEE Clause-7 modelinin soğutmaya bağlı üs değişmezleri
$M_w C_{p_w}$	Sargıların (kütle x ısıl kapasite) değeri
M_{TANK}	Tank kütlesi
M_{CORE}	Çekirdek kütlesi
M_{OIL}	Yağ kütlesi
M_w	Sargı ağırlığı
N_p	Sargının birincil yanı sarım sayısı
N_s	Sargının ikincil yanı sarım sayısı
P_{EC}	Girdap akım kayıpları
P_w	Sargıların anma yükündeki (I^2R) direnç kayıpları
P_E	Sargıların anma yükündeki Girdap kayıpları
P_T	Transformatörün toplam kayıpları
P_{NL}	Transformatörün boşa kayıpları
P_{LL}	Transformatörün yük kayıpları
P_{DC}	Sargının DA direncinden dolayı ortaya çıkan direnç kayıpları
P_{OSL}	Transformatörün yapısal parçalarının stray kayıpları
P_{TSL}	Toplam stray kayıpları
P_{HS}	ESN'da oluşan sargı I^2R kayıpları
P_{EHS}	Sargı en sıcak noktasındaki anma Girdap kaybı
P_S	Anma yükündeki stray kayıpları
$P_C, P_{C,R}$	Anma yükündeki boşa (çekirdek) kayıplar
q	Isı akısı
Q	Isı enerjisi
$Q_{GEN,W}$	Sargılarda ortaya çıkan ısı
$Q_{GEN,HS}$	Sargının en sıcak noktasında ortaya çıkan ısı
$Q_{LOST,HS}$	Sargının en sıcak noktasında kaybolan ısı
$Q_{LOST,W}$	Sargıda kaybolan ısı



Q_C	Çekirdek tarafından üretilen ısı
Q_S	Stray kayıplarından dolayı açığa çıkan ısı
$Q_{LOST,O}$	Yağın dış ortama verdiği ısı
r_t	Transformatörün sarımlar oranı
R	Anma yük kayıplarının anma boşta kayıplara oranı
R_{AC}	Sargının AA direnci
R_{AC1}	Sargının temel bileşene karşı düşen AA direnci
$R_{AC1-\theta_w}$	Sargının θ_w sıcaklığındaki temel bileşen AA direnci
R_{DC}	Doğru akım direnci
$R_{DC-\theta_w}$	Sargının θ_w sıcaklığındaki DA direnci
R_{DC-ref}	Sargının referans sıcaklıktaki DA direnci
R_p	Birincil yan sargı direnci
R_{p1}	Birincil sargının temel bileşendeki AA direnci
R_s	İkincil yan sargı direnci
R_S	Stray direnci
R_{S1}	Temel bileşene karşı düşen stray direnci
$R_{S1-\theta_w}$	Sargının θ_w sıcaklığındaki temel bileşen stray direnci
R_{S1-ref}	Sargının θ_{ref} sıcaklığındaki temel bileşen stray direnci
R'_s	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan sargı direnci
R'_{s1}	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan sargı direncinin temel bileşen AA direnci
R_{th}	Isıl direnç
S	Malzemenin kesit alanı
t	Zaman
$T_{yüksek}$	Sıcak bölgenin sıcaklığı
$T_{düşük}$	Soğuk bölgenin sıcaklığı
$T_{yüzey}$	Yüzey sıcaklığı
$T_{serbest}$	Serbest ortamın sıcaklığı
u	Isıl iletkenlik
u_1	Gerilimin temel sıklık bileşeni
u_s	İkincil yan gerilimi
u_{p1}	Birincil yan gerilimi temel bileşeni
u'_s	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan gerilimi
u'_{s1}	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan geriliminin temel bileşeni
U'_{s1}	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan geriliminin temel bileşen genliği
U_{p1}	Birincil yan geriliminin temel bileşen genliği



x, y	Transformatörün soğutma tipine bağlı olarak değişen üs değişmezleri
$X_{p\sigma 1}$	Birincil sargının anma sıklığındaki kaçak reaktansı
$X'_{s\sigma 1}$	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan kaçak reaktansının temel sıklıktaki değeri
$X'_{s\sigma}$	Birincil yana indirgenmiş ikincil yan sargı kaçak reaktansı
$X_{s\sigma}$	İkincil yan sargı kaçak reaktansı
ε	Yüzey ışıyım katsayısı
σ	Stefan-Boltzmann değişmezi
ρ	Akışkan yoğunluğu
α_{p1}	Birincil yan geriliminin temel bileşeninin faz açısı
α_{s1}	İkincil yan geriliminin temel bileşeninin faz açısı
β_1	Akımın temel bileşeninin faz açısı
β_{s1}	İkincil yan akımının temel bileşeninin faz açısı
β_{p1}	Birincil yan akımının temel bileşeninin faz açısı
μ_{HS-R}	Anma yükünde akışkanın ESN'daki akmazlığı
μ_{HS-1}	Akışkanın ESN'daki akmazlığının t_1 anında değeri
μ_{W-R}	Anma yükü için OSS hesabında kullanılan akmazlık değeri
μ_{W-1}	Akışkanın t_1 anı için OSS hesabında kullanılan akmazlık değeri
μ	Yağın akmazlığı
τ_W	Sargı sıcaklık zaman değişmezi
τ_{TO}	Tepe yağ sıcaklığının sıcaklık zaman değişmezi
θ_A	Çevre sıcaklığı
θ_{A-1}	Çevre sıcaklığının t_1 anındaki değeri
θ_{A-R}	Çevre sıcaklığının anma değeri
θ_{AO-R}	Yağın anma durumundaki ortalama sıcaklığı
θ_{AO-1}	Yağın t_1 anındaki ortalama sıcaklığı
θ_{AO-2}	Yağın t_2 anındaki ortalama sıcaklığı
θ_{BO}	Alt yağ sıcaklığı
θ_{DAO-1}	Soğutma kanallarındaki yağın t_1 anındaki ortalama sıcaklığı
θ_{DAO-R}	Soğutma kanallarındaki yağın anma ortalama sıcaklığı
θ_H	En sıcak nokta sıcaklığı
θ_{H-R}	Anma yükündeki sargı ESNS değeri
θ_{H-1}	t_1 anındaki sargı en sıcak nokta sıcaklığı
θ_{H-2}	t_2 anındaki sargı en sıcak nokta sıcaklığı
θ_K	Sargı iletkeninin cinsine bağlı bir sıcaklık faktörü
θ_{ref}	Referans sıcaklık değeri
θ_{TO}	Tank ve radyatör üst yağ sıcaklığı
θ_{TDO}	Üst kanal yağ sıcaklığı



θ_{TDO-R}	Anma durumundaki üst kanal yağ sıcaklığı
θ_w	Ortalama sargı sıcaklığı
θ_{w-R}	Anma yükündeki ortalama sargı sıcaklığı
θ_{wo}	En sıcak nokta bitişiğindeki yağın sıcaklığı
θ_{w-1}	t_1 anındaki ortalama sargı sıcaklığı
θ_{w-2}	t_2 anındaki ortalama sargı sıcaklığı
$\Delta\theta_{BO}$	Alt yağ sıcaklığının çevre sıcaklığına göre artışı
$\Delta\theta_{DO/BO}$	Sargı kanal yağı sıcaklığının alt yağ sıcaklığı üzerindeki artışı
$\Delta\theta_H$	ESNS değerinin TYS değeri üzerindeki artışı
$\Delta\theta_{H-i}$	Yük değişiminin başlangıcında ESNS değerinin TYS üzerindeki artışı
$\Delta\theta_{H-u}$	Yük değişiminin sonunda ESNS değerinin TYS üzerindeki artışı
$\Delta\theta_{H-R}$	ESNS değerinin TYS üzerindeki artışının anma değeri
$\Delta\theta_{H/wo}$	ESN civarındaki yağa göre ESNS artışı
Δt_n	Zaman aralığı (n 'inci)
$\Delta\theta_{TO-i}$	Yük değişiminin başlangıcında TYS'nin çevre sıcaklığı üzerindeki artışı
$\Delta\theta_{TO-u}$	Yük değişiminin sonunda TYS'nin çevre sıcaklığı üzerindeki artışı
$\Delta\theta_{TO-R}$	TYS'nin çevre sıcaklığı üzerindeki artışının anma değeri
$\Delta\theta_{TO}$	TYS'nin çevre sıcaklığı üzerindeki artışı
$\Delta\theta_{T/B}$	Üst ve alt radyatördeki yağın sıcaklıkları arasındaki fark
$\Delta\theta_{wo/BO}$	ESNS'nin yağın alt yağ sıcaklığına göre artış

KISALTMALAR

AA	:Alternatif Akım
AFD	:Ayrık Fourier Dönüşümü
DA	:Doğru Akım
DP	:Polimerizasyon Derecesi
ESN	:En Sıcak Nokta
ESNS	:En Sıcak Nokta Sıcaklığı
FEM	:Finite Element Method
HFD	:Hızlı Fourier Dönüşümü
IEC	:The International Electrotechnical Commission
IEEE	:The Institute of Electrical and Electronics Engineers
OSS	:Ortalama Sargı Sıcaklığı
TYS	:Tepe Yağ Sıcaklığı
K	:Kelvin
°C	:Santigrat



ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1.	Transformatörlerin yalıtım ömrü ile sargı ESNS değeri arasındaki ilişki	16
Şekil 2.2.	65 °C'lik sınır sıcaklık artışlı yalıtım sistemi için yaşlanma hızlandırma faktörü ile ESNS değeri arasındaki ilişki	17
Şekil 3.1.	120 kV anma gerilimli bir transformatör sargısı arasına yerleştirilen algılayıcıların konumları ve 1.6 pu yükleme için ölçtükleri sıcaklık artış değerleri	20
Şekil 3.2.	410 kV anma gerilimli bir transformatör sargısı arasına yerleştirilen algılayıcıların konumları ve 1.6 pu yükleme için ölçtükleri sıcaklık artış değerleri	20
Şekil 3.3.	İletim yolu ile ısı aktarımı	23
Şekil 3.4.	Doğal taşınım yolu ile ısı aktarımı	24
Şekil 3.5.	Işınım yolu ile ısı aktarımı	25
Şekil 3.6.	Fark eşitlikleri çözüm yönteminin blok şema gösterimi	42
Şekil 3.7.	Susa tarafından önerilen TYS modeli eşdeğer devresi	46
Şekil 3.8.	Susa ESNS modeli eşdeğer devresi	48
Şekil 3.9.	Transformatörlerin T eşdeğer devresi	56
Şekil 3.10.	Transformatör OSS izleme yönteminin genel yapısı	59
Şekil 3.11.	Yağlı transformatörler için sadeleştirilmiş ısı diyagram	62
Şekil 3.12.	Yöntem-1'in genel yapısı	63
Şekil 3.13.	Yöntem-2'nin genel yapısı	64
Şekil 4.1.	30 kVA gücündeki test transformatörünün geometrik modelinin çeşitli görünümleri	65
Şekil 4.2.	Transformatör sargılarına ait değişmez değerler	66
Şekil 4.3.	Transformatör yağına ilişkin değişmez değerler	66
Şekil 4.4.	Transformatör nüvesine ilişkin değişmez değerler	67
Şekil 4.5.	Transformatör tankı etrafında bulunan havaya ait değişmezler	67
Şekil 4.6.	Test transformatörüne ait COMSOL örgü görünümü	68
Şekil 4.7.	COMSOL yazılımında yapılan sıcaklık benzetiminin sonucu	68



Şekil 4.8. Test transformatörü üzerindeki sıcaklık algılayıcılarının konumları	69
Şekil 4.9. Sargılar arasındaki sıcaklık algılayıcılarının çeşitli görünüşleri.....	70
Şekil 4.10. Deneysel düzeneğin dış görünümü	71
Şekil 4.11. Sıcaklık algılayıcılarından yapılan ölçüm ve sonuçları.....	71
Şekil 4.12. Tank yüzey sıcaklıkları benzetim sonucu ve ısı kamera görüntüsü	72
Şekil 4.13. Test transformatöründeki termokuplların konumları	74
Şekil 4.14. Deneyler boyunca termokuplların ölçtüğü sıcaklıklar	75
Şekil 4.15. Deneyler boyunca ölçülen transformatör akımının ve sıcaklıkların değişimleri.....	76
Şekil 4.16. Ölçülen ve IEEE modelleri kullanılarak hesaplanan ESNS değerlerinin değişimleri.....	76
Şekil 4.17. Ölçülen ve IEEE modelleri ile hesaplanan TYS değerlerinin değişimleri	76
Şekil 4.18. Ölçülen ve IEC modelleri ile hesaplanan ESNS değerlerinin değişimleri	78
Şekil 4.19. Ölçülen ve IEC modelleri ile hesaplanan TYS değerlerinin değişimleri	78
Şekil 4.20. Ölçülen ve hesaplanan ESNS değerlerinin değişimleri.....	79
Şekil 4.21. Ölçülen ve hesaplanan TYS değerlerinin değişimleri.....	80
Şekil 4.22. Transformatör-1'in OSS değerinin ısınma deneyleri boyunca değişimi.	87
Şekil 4.23. Transformatör-2'nin OSS değerinin ısınma deneyleri boyunca değişimi	88
Şekil 4.24. Transformatör-3'ün OSS değerinin ısınma deneyleri boyunca değişimi	88
Şekil 4.25. Beş bölgeyi ısınma deneyi boyunca ölçülen birim akım ve sıcaklıklar ...	91
Şekil 4.26. Beş bölgeyi ısınma deneyi boyunca hesaplanan sargı AA dirençleri ve OSS değerleri	92
Şekil 4.27. Ölçülen ve Yöntem-1 kullanılarak elde edilen ESNS değerlerinin değişimleri.....	93
Şekil 4.28. Ölçülen ve Yöntem-2 kullanılarak elde edilen TYS değerlerinin değişimleri.....	93
Şekil 4.29. Ölçülen ve Yöntem-2 kullanılarak elde edilen ESNS değerlerinin değişimleri.....	94
Şekil 4.30. Önerilen ve Annex-G yöntemleri ile elde edilen OSS değerleri.....	94

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 2.1. Anma sıcaklık artışları 55 °C ve 65 °C olan transformatörlerin anma değerleri üzerindeki yüklemeler için önerilen sıcaklık ve yük sınırları.....	10
Çizelge 2.2. Çeşitli yükleme biçimleri için sıcaklık sınırları	12
Çizelge 2.3. IEC 60076-7, 2005’e göre dağıtım ve güç transformatörlerinin anma değerlerinin üzerindeki yüklemelerde uyulması önerilen akım ve sıcaklık değerleri.....	13
Çizelge 3.1. Üslü eşitliklerde kullanılması önerilen değişmezler	41
Çizelge 3.2. Isıl-Elektriksel Analojide kullanılan büyüklükler.....	44
Çizelge 3.3. Transformatör yağının ısı karakteristik çizelgesi	44
Çizelge 3.4. TYS modelinin <i>n</i> -değişmezinin soğutma biçimine ve çalışma durumuna göre değerleri	47
Çizelge 3.5. ESNS modeli için <i>n</i> -değişmezinin soğutma biçimine ve çalışma durumuna göre değerleri	48
Çizelge 4.1. Test transformatörü üzerindeki sıcaklık algılayıcılarının konumları....	70
Çizelge 4.2. Sıcaklık verilerinin kaydedildiği sıcaklık algılayıcıları	71
Çizelge 4.3. Deneysel çalışmalarda kullanılan transformatörün anma değerleri.....	73
Çizelge 4.4. IEC modellerinde kullanılan transformatör değişmezleri.....	77
Çizelge 4.5. Deneylerde kullanılan transformatörlerin anma değerleri	82
Çizelge 4.6. Deneysel çalışmalarda ölçülen veriler	84
Çizelge 4.7. Çizelge 4.6’daki verilerden hesaplanan direnç ve sıcaklık değerleri....	84
Çizelge 4.8. Transformatörlerin referans değerleri	86
Çizelge 4.9. Transformatörlerin yükleme oranları ve süreleri	87
Çizelge 4.10. Transformatörlerin her bir ısınma deneyi sonrasında ölçülen DA sargı dirençleri.....	89
Çizelge 4.11. Transformatörlerin OSS değerlerinin gerçek ve hesaplanan değerleri	89
Çizelge 4.12. OSS hesabında kullanılan referans değerler	91
Çizelge 4.13. Yöntemlerin ESNS değerini hesaplama başarımları.....	95

Çizelge 4.14. Yöntemlerin kullandığı değişmez ve değişkenler bakımından karşılaştırılması	96
---	----



1. GİRİŞ

Enerji tüketimi ülkelerin ekonomik gelişimiyle birlikte artış göstermektedir. Özellikle endüstriyel tesislerin, konutların ve elektrikli ulaşım sistemlerinin sayısındaki artış elektrik enerjisine olan gereksinimi gün geçtikçe daha da arttırmaktadır. Artan istemin karşılanması için üretim, iletim ve dağıtım sistemlerine yapılan yatırımların sürekliliği şarttır. Fakat bu yatırımlar, kamu ve özel sektör kurumlarının kısıtlı bütçeleri ile yapılmak zorundadır. Bunun bir sonucu olarak, şebeke işletmecileri güvenilirliği aynı düzeyde tutarak varolan alt yapıları daha verimli kullanmak zorunda kalmaktadırlar.

Transformatörler söz konusu elektrik güç iletim ve dağıtım sistemlerinin kilit elemanlarından biridir. Ekonomik nedenlerden dolayı transformatörlerin olabildiğince uzun süreler boyunca hem olağan koşullarda hem de aşırı yük koşullarında işletmede kalmaları istenir. Bu donanımların olağan koşullar altında beklenen ömürleri ortalama 20 yıldır. Bu süre transformatörü oluşturan parçaların ömrü ile (özellikle de sargı yalıtım malzemesinin ömrü ile) ilişkilidir. Uygulamada bir transformatörün ömrünün sargılarının yalıtımında kullanılan kağıdın ömrü ile aynı olduğu varsayılır. Kâğıdın yalıtım özelliğine etki eden üç temel faktör ise soğutma yağının nem içeriği, oksijen içeriği ve sargı sıcaklığıdır. Bu faktörlerden ilk ikisinin etkisi günümüz teknolojisi ile yeteri kadar azaltılabilmektedir. Dolayısıyla transformatör sargılarının yalıtımında kullanılan kâğıdın ömrü sıcaklığın bir işlevi olarak göz önüne alınabilir (Unanue vd, 2018; IEEE Std C57.91, 2011; Shabazi vd, 2010). Sonuç olarak transformatörlerin yüksek sıcaklıklara karşı en zayıf kısımları iletkenlerini saran kâğıt yalıtkan olduğundan ömürlerini belirleyen en önemli etken de sargı yalıtımına etki eden yüksek sıcaklıklardır. Bu sıcaklıklar arasındaki en önemli karakteristik sıcaklık da sargıda en yüksek sıcaklığın olduğu noktanın sıcaklığıdır. Sargıların en yüksek sıcaklığa maruz kalan bu noktasına en sıcak nokta (ESN veya hot-spot noktası) ve bu noktanın sıcaklığına en sıcak nokta sıcaklığı (ESNS, hot-spot veya hottest-spot sıcaklığı) adı verilmektedir. Sargı en sıcak nokta sıcaklık değerini etkileyen çok sayıda yapısal faktör bulunmaktadır. Bu faktörlerin en önemlileri şunlardır;

- a) Sarımın ve yalıtım tabakasının tipi ve miktarı
- b) Sargının dikey yüksekliği
- c) Sargının kalınlığı ve dairesel yapısı
- d) Sargı içindeki soğutma kanallarının boyutu, kalınlığı ve bu kanalların sayısı
- e) Dış muhafaza (tank) kalınlığı
- f) Sargı biçimi (yuvarlak / dikdörtgen)
- g) Çekirdeğin etkileri, kayıplar / magnetik etkiler
- h) Sargı sarım biçimi (disk, katman, sarmal ve kanallı veya kanalsız sargılar) (IEEE Std C57.134, 2013).

Sıcaklığın yalıtım kâğıdında ortaya çıkardığı olumsuz etki kimyasal yapısını bozması ile olur. Bu bozulma polimerizasyon derecesi (DP) değeri üzerinden ölçülebilmektedir. Kâğıdın elektriksel yalıtım özelliği etkilendiği her aşırı ısınma sonrası kimyasal yapısında oluşan bozulmalar nedeniyle önemli ölçüde azalır (Kachler ve Hohlein, 2005). Uygulamada, kâğıdın yaşlanma değeri DP değişkeni ile belirlenir. Hiç kullanılmamış bir kâğıdın DP değeri 1000 civarında iken DP değeri 200 veya altı olan yalıtım kâğıdının ömrünü tamamladığı varsayılır (Lelekakis vd, 2012).

Sargıların sıcaklık artışları kayıpların ortaya çıkardığı ısı enerjisi ve bu enerjinin transformatör içyapısından dış ortama uzaklaştırılabilme yeteneği arasındaki denge tarafından belirlenir. Transformatör kayıpları genel olarak boşta ve yükte çalışma kayıpları olmak üzere iki ana kısma ayrılır. Bu kayıplardan yükte çalışma kayıpları yaklaşık olarak akımın karesi ile orantılı olarak değişirken boşta çalışma kayıpları gerilimin karesi ile orantılı olarak değişir. Aynı gerilimde çalışan transformatörlerin en sıcak nokta sıcaklık değeri büyük oranda yük kayıpları ile belirlenir. Dolayısıyla, bir transformatörün içyapısındaki sıcaklıkların sargı akımlarınca belirlendiği göz önüne alınırsa transformatörlerin ömrünün genel olarak etkileneceği aşırı yüklemelere bağlı olduğu anlaşılır. Bu da transformatörlerin aşırı yüklemelerde sargılarının en sıcak nokta sıcaklık değerlerinin özellikle göz önüne alınmasının ve yükleme kapasitesinin bu sıcaklığa bağlı olarak belirlenmesinin gerekliliğini ortaya koyar.

Günümüz güç sistemlerinde, tüketimin hızlı artışından dolayı transformatörlerin ısı baskılar altında kalmasına neden olan aşırı yükleme koşulları

ile daha sık karşılaşılmaktadır. Özellikle büyük güçlerdeki dağıtım ve güç transformatörleri genellikle sipariş verildiğinde üretildiklerinden dolayı beklenmedik bir arıza durumu uzun süreli bir enerji kesintisine neden olabilmektedir (Rosenlind, 2013). Bu yüzden transformatörlerin işletme koşullarındaki durumlarını izlemek ve karakteristik sıcaklıklarını (özellikle en sıcak nokta sıcaklık değerlerini) güvenli sınırlar içinde tutmak ekonomik açıdan önemli bir gerekliliktir. Sıcaklıkların izlenmesi transformatörlerin aşırı yüklenebilme sınırlarının daha doğru belirlenebilmesini sağladığı gibi gerekli yenileme veya bakım süreçlerinin daha iyi planlanabilmesini de sağlar.

Transformatörlerin sıcaklık değerlerini izlemek için kullanılabilecek olası yaklaşımlar sıcaklıkların fiber-optik sıcaklık algılayıcıları kullanılarak doğrudan ölçümü ve bir ısı model kullanılarak sıcaklıkların hesaplanmasıdır (Radakovic ve Feser, 2003; Nordman vd, 2003). Sargı sıcaklık bilgisinin doğru bir biçimde elde edilebilmesinin en iyi yolu transformatörlerin imalatı sırasında sargıları arasına fiber optik sıcaklık algılayıcıları yerleştirmektir (Saravolac, 1994). Fakat doğrudan sıcaklık ölçüm tekniğinin varolan işletmedeki transformatörlere uygulanması ekonomik ve teknik nedenlerden dolayı pek mümkün olamamaktadır. Sonuç olarak transformatör sıcaklıklarını izlemek için bir ısı model kullanmak özellikle ekonomik nedenlerden dolayı önemli bir zorunluluktur. Sıcaklıkların doğru kestirimini sağlamak için literatürde çeşitli ısı modeller bulunmaktadır. Bu ısı modellerden öne çıkanları IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers) tarafından önerilen Clause-7 ve Annex-G modelleri IEC (The International Electrotechnical Commission) tarafından önerilen üslü eşitlikler ve diferansiyel eşitlikler çözüm yöntemi modelleridir (IEEE Std C57.91, 2011; IEC 60076-7, 2005). Ayrıca D. Susa tarafından önerilen bir model de oldukça popülerdir (Susa vd, 2005a; Susa vd, 2005b).

Literatürde transformatörlerin karakteristik sıcaklıklarının doğru bir şekilde tespitini ve bunun aşırı yüklenme sınırlarına, yaşlanmaya ve bakım planlamasına olan etkilerini konu edinen çok sayıda çalışma bulunmaktadır. Bu çalışmalardan konu ve kapsamına göre bazıları sırasıyla şöyle özetlenebilir.

Isıl-elektriksel devre benzerliğine dayanan modeller kullanarak yapılmış çalışmalardan üçü (Djamali vd, 2018; Degefa vd, 2014; Sandraz vd, 2013)

kaynaklarında verilmiştir. Bu çalışmalarda elektriksel-ısıl eşdeğer devredeki değişkenlerin belirlenmesine yönelik çalışmalar sunulmuştur.

Dinamik ısıl modellerin değişmezlerini ve değişkenlerini elde etmeye yönelik bazı çalışmalarda genetik algoritma (Tang vd, 2004; Galdi vd, 2001), yapay sinir ağları (Djamali ve Tenbohlen, 2017; He vd, 2000), bulanık sinir ağları (Hell vd, 2008; Hell vd, 2007) ve gelişen bulanık sistemler (Souza vd 2012) kullanılmıştır. Fakat transformatörlerin yükleme kapasitesi yapay zeka yöntemleri ile belirlenemez; çünkü çoğu durumda, makine öğrenme yöntemlerini eğitmek için transformatörlerin aşırı yüklenmesi sırasında elde edilen ölçüm verileri yoktur. (Djamali ve Tenbohlen, 2017).

Son yıllarda dağıtım transformatörlerine bağlı özel sistemlerin (elektrikli araç şarj sistemleri ve fotovoltaiik sistemler) sargı sıcaklıklarına etkilerini gözönüne alan çalışmalar da yapılmıştır. Bu çalışmaların önemli bir grubunu elektrikli araçların şarj zamanı ve süresini eniyileştirme üzerinedir (Muñoz vd, 2016; Gong vd, 2015; Qian vd, 2015; Hilshey vd, 2013; Turker vd, 2012). Ayrıca dağıtım şebekesine bağlı fotovoltaiik sistemlerin transformatör ömrüne etkileri üzerine iki çalışma (Awadallah vd, 2016; Abdelsamad vd, 2015) referanslarında verilmiştir.

Transformatör kâğıt yalıtımının kalan ömrünü hesaplamak için varolan yöntemlerin bir dezavantajı, Kraft kâğıt yalıtımının beklenen ömrü boyunca su ve oksijenin varlığını hesaba katmamasıdır. Bu nedenle bunları gözönüne alan bazı algoritmalar, ısıl ve matematiksel modeller (Cui vd, 2016; Martin vd, 2015; Linan vd, 2013) referanslarında verilmiştir.

Transformatörlerde ESNS kestiriminde ortam sıcaklığının ve mevsimin etkilerinin de gözönüne alındığı ve bunun transformatör yalıtım ömrü üzerindeki etkisinin incelendiği ısıl modeller de bulunmaktadır (Bai vd 2013; Shiri vd, 2011).

Transformatörlerde magnetik yağın kullanımının sıcaklıklara ve yaşlanmaya olan katkısının incelendiği iki çalışma da (Kaur ve Chudasama, 2018; Patel vd, 2016)'de verilmiştir.

Sözü edilen modellerin her birinin kendine özgü artıları ve eksileri bulunmaktadır. Bu modellerin en önemli hedefi sargı ESNS değerini doğru bir biçimde elde etmektir. Durumun karmaşıklığından dolayı halen tam olarak doğru

sonuç veren sade bir ısı model bulunmamaktadır (Radakovic, 2003). Sonuç olarak, daha az değişken ile daha doğru sıcaklık hesaplamaları yapabilen ve varolan çalışan transformatörlere kolayca uygulanabilir bir dinamik ısı modeline gereksinim vardır. Bu yüzden, bu tez çalışmasında, genel olarak, tek fazlı yağlı tip ONAN soğutmalı dağıtım transformatörlerinin ortalama sargı sıcaklığı (OSS), tepe yağ sıcaklığı (TYS) ve en sıcak nokta sıcaklığı gibi karakteristik sıcaklıklarını gerçek zamanlı bir biçimde izleyebilecek yeni yöntemlerin geliştirilmesi amaçlanmıştır. Bu kapsamda biri OSS ve ikisi de ESNS için olmak üzere üç tane yeni yöntem sunulmuştur.

Bu tez çalışması 5 ana bölümden oluşmaktadır. İlk bölüm tezin konusu ile ilgili genel bir girişin yapıldığı ve bazı genel bilgilerin verildiği bu bölümdür.

Tezin ikinci bölümünde aşırı yüklemelerin ve neden olduğu kayıpların ve aşırı sıcaklıkların transformatör ömrüne etkisi, sınır yük ve sıcaklık değerleri, yalıtımın yaşlanması, ısı modellerin ve izleme sistemlerinin gerekliliği üzerine genel bilgiler ve ilgili literatür verilmiştir.

Üçüncü bölümde transformatörlerin sıcaklık çözümlemesinde kullanılan iki yöntem (doğrudan sıcaklık ölçümü ve sonlu elemanlar yöntemi yardımıyla sıcaklık dağılımının belirlenmesi) hakkında bazı temel bilgiler verilmiştir. Araştırmalarda ve uygulamada oldukça kabul görmüş 5 farklı transformatör ısı modelinin (2 tanesi IEEE modeli, 2 tanesi IEC modeli ve 1 tanesi D. Susa tarafından ortaya konulmuş model) kuramsal altyapısı ve matematiksel eşitlikleri verilmiştir. Sonrasında bu tez kapsamında geliştirilmiş olan yeni bir transformatör OSS hesaplama yöntemi anlatılarak yine bu tez kapsamında geliştirilmiş olan iki yeni transformatör ESNS değeri hesaplama yöntemi tanıtılmış.

Dördüncü bölümde, deneysel çalışma yapılan bir transformatörün ölçülen ve COMSOL yazılımı ile hesaplanan sıcaklık değerlerinin karşılaştırması yapılmıştır. Aynı bölümde literatürdeki ısı modeller ve geliştirilmiş yeni yöntemler deneysel çalışmalar ile incelenmiştir. Elde edilen bulgular karşılaştırılarak yorumlanmıştır.

Son bölümü oluşturan “sonuç ve öneriler” bölümünde, bu tez kapsamında yapılan çalışmaların sonuçları kısaca irdelenmiş ve ileride yapılabilecek çalışmalar için bazı öneriler verilmiştir.



2. KURAMSAL TEMELLER

2.1. Transformatörlerle İlgili Bazı Temel Kavramlar

Önceki bölümde de bahsedildiği üzere transformatörler çeşitli nedenlerden dolayı tasarlandıkları anma değerlerinin üzerindeki yük değerleri ile yüklenebilirler. Bu durum içyapıdaki kayıpların artışı ve aşırı sıcaklık artışlarını da beraberinde getirecektir. Bir transformatörün ömrünün aşırı yüklemelerin neden olduğu aşırı sıcaklıklar nedeniyle hızlı bir şekilde azalacağı unutulmamalıdır. Öyle ki sargıların ana yalıtım malzemesi olan kâğıt belirli sıcaklık değerlerine kadar bozulmadan dayanabilir. Sınır değerlerin üzerindeki her 6 °C'lık artış transformatörün yaşlanma hızının iki katına çıkmasına neden olmaktadır. Transformatörlerin sargı sıcaklıkları planlı veya beklenmedik aşırı yüklenmeler sonucunda söz konusu sınır değerleri aşabilmektedir. Tezin ana konusunu oluşturan sargı ESNS değerinin belirlenmesi aşırı yüklenmeler durumunda önem kazanmaktadır. Bu yüzden bu bölümde transformatör kayıpları, transformatörlerin aşırı yüklenmesi, sınır sıcaklık değerleri, aşırı yüklenmenin neden olduğu yaşlanma ve sıcaklık izleme sistemleri alt başlıklar altında incelenmiştir.

2.1.1. Transformatör kayıpları

Transformatör içyapısında oluşan ısınmaların kaynağı transformatör kayıplarıdır. Bu kayıplar boşa çalışma ve yük kayıpları olmak üzere iki önemli gruba ayrılır (IEEE Std C57.110, 2008; IEEE Std C57.12.91, 2011).

$$P_T = P_{NL} + P_{LL} \quad (2.1)$$

Burada P_{NL} boşa kayıpları, P_{LL} yük kayıplarını ve P_T ise toplam transformatör kayıplarını göstermektedir. Boşa çalışma kayıpları (çekirdek kayıpları da denir), çekirdek boyunca akan elektromagnetik akının doğal değişiminden dolayı oluşan kayıplardır. Harmoniklerin her birinin derecesi ve çekirdeğin yapısı bu kaybın miktarını etkiler. Dağıtım transformatörlerinin her zaman işletmede olmasından ve şebekedeki transformatörlerin sayısının çok olmasından dolayı toplamda yüksüz

kayıpların miktarı yüksektir. Fakat bu kayıpların miktarı aynı gerilim altında değişmez. Çekirdek içindeki Girdap akımları ve histeresiz olayı bu kayıpların nedenleridir. Bu kayıplar çekirdekteki en yüksek akı yoğunluğuna ve gerilimin sıklığına bağlı olup yük akımından bağımsızdır (Gupta ve Singh, 2011). Birçok deney göstermiştir ki çekirdek sıcaklık artışı sinüzoidal olmayan akımlar altında transformatör sınır akım değerini sınırlayıcı bir değişken değildir (Jayasinghe vd, 2003; Fuchs vd, 2000). Bununla birlikte gerilim harmoniklerinin değeri genellikle %5'den daha az olduğundan çekirdek kayıpları hesaplanırken gerilimin sadece temel sıklık bileşeni hesaba katılır. Gerilimin harmonik bileşenlerinin hesaba katılmaması önemli bir yanılığa neden olmaz. Bu yüzden IEEE Std C57.110, 2008 standardı doğrusal olmayan yüklerin veya akımların çekirdek kayıplarını arttırmasını gözönüne almaz (Gupta ve Singh, 2011).

Yük kayıpları sargıdaki direnç kayıpları, girdap kayıpları ve diğer stray kayıplarından oluşur ve kısa devre deneyiyle elde edilebilir (Jayasinghe vd, 2003; Pierce, 1995).

$$P_{LL} = P_{DC} + P_{EC} + P_{OSL} \quad (2.2)$$

Burada, P_{DC} , sargının DA direncinden dolayı ortaya çıkan direnç kayıplarıdır. P_{EC} , sargıların girdap akım kayıplarını, P_{OSL} ise transformatörün tank ve bağlantı elemanları gibi yapısal parçalarının stray kayıplarını gösterir. P_{EC} ve P_{OSL} 'nin toplamı toplam stray kayıpları olarak adlandırılır. (2.3)'e göre bu kayıpları direnç kayıpları ve yük kayıplarının farkından bulabiliriz.

$$P_{TSL} = P_{EC} + P_{OSL} = P_{LL} - P_{DC} \quad (2.3)$$

Uygulamada henüz diğer stray kayıplarını ve sargıların girdap kayıplarını birbirinden ayırt edebilecek herhangi bir yöntem bulunmamaktadır (Pierce, 1995). Direnç kayıpları yük akımı ve sargının DA direnci ölçülerek hesaplanabilir. Eğer yük akımının etkin değeri harmonik bileşenlerden dolayı artarsa bu kayıp da yük akımının etkin değerinin karesiyle artacaktır (Singh ve Singha, 2010). Dolayısıyla harmonikli koşullar altında sargılarda oluşan direnç kayıpları (2.4) ile hesaplanabilir.

$$P_{DC} = R_{DC} \times I^2 = R_{DC} \times \sum_{h=1}^{h=h_{\max}} I_h^2 \quad (2.4)$$

Girdap akım kayıplarına sargı boyunca zamanla değişen elektromagnetik akı neden olmaktadır. Elektromagnetik (deri ve yakınlık) etkiler bu kayıpların oluşmasının en önemli nedenleridir. Transformatörlerde çekirdeğe daha yakın duran iç sargılardaki kayıplar dış sargılar ile kıyaslandığında daha fazla girdap akım kayıplarına sahiptir. Bu, çekirdeğe yakın sargıları çevreleyen akı yoğunluğunun daha yüksek olmasının sonucudur. Ayrıca kayıp miktarının çoğu sargıların en son katmanındadır ki bu bölgedeki radyal akı yoğunluğu daha yüksektir (Singh ve Singh, 2010; Fuchs vd, 2000). Sargı girdap akım kayıpları sargıdan akan akımın değerinin ve sıklığının kareleri ile doğru orantılıdır.

$$P_{EC} \propto I^2 \times f^2 \quad (2.5)$$

Düşük dereceli harmoniklerin oluşturacağı elektromagnetik etki transformatör sargılarında önemsizdir. Aşağıdaki eşitlik girdap akım kayıplarının hesaplanması için kullanılabilir.

$$P_{EC} = P_{LL} - (R_p I_p^2 + R_s I_s^2) \quad (2.6)$$

IEEE Std C57.110 standardına göre sargıların girdap akım kayıplarının miktarı kuru tip transformatörlerde toplam stray kayıplarının yaklaşık %67'si kadardır.

$$P_{EC} = 0.67 \times P_{TSL} \quad (2.7)$$

Girdap akım kayıplarının bir bölümü sargılar dışındaki transformatörün yapısal parçalarında oluşur. Bu kayıplara da diğer stray kayıpları denir (Olivares vd, 2004; Jayasinghe vd, 2003). Bu kayıpları tank yapımında ve bağlantılarında kullanılan materyallerin yapısı ve transformatörün gerilim sınıfı, çekirdek boyutları gibi birçok faktör etkilemektedir (Radmehr vd, 2006). Bu kayıp yük akımının karesi ve sıklığın 0,8 inci kuvveti ile orantılıdır.

$$P_{OSL} \propto I^2 \times f^{0.8} \quad (2.8)$$

Aşağıdaki eşitlik diğer stray kayıplarının hesaplanması için kullanılabilir.

$$P_{OSL} = P_{TSL} - P_{EC} \quad (2.9)$$

2.1.2. Transformatörlerin aşırı yüklenmesi ve sınır sıcaklık değerleri

Transformatörler çeşitli nedenlerden dolayı aşırı yüklenebilir. Bunun önemli bir nedeni anlık yük istemini karşılayabilmek için transformatör kapasitesini aşmak ve ilave kapasite oluşturmaktır. Enerji sisteminin karmaşık olması ve değişken yük özellikleri enerji iletim ve dağıtım sistemlerinde yük akışının sağlanabilmesi için transformatörler gerektiğinde aşırı yüklenmeye imkân sağlayabilmelidir. Bu aşırı yüklenmelerin sonucunda transformatörlerde beklenen ömrün kısaldığı bilinmelidir. IEEE Std C57.91, 2011 standardında, aşırı yükleme için Çizelge 2.1’de verilmiş olan sınır değerlere uyulması önerilmektedir.

Çizelge 2.1. Anma sıcaklık artışları 55 °C ve 65 °C olan transformatörlerin anma değerleri üzerindeki yüklemeler için önerilen sıcaklık ve yük sınırları (IEEE Std C57.91, 2011)

Anma sıcaklık artışı	55 °C	65 °C
Tep-yağ sıcaklığı	100 °C	110 °C
ESNS	180 °C	180 °C
En yüksek yükleme	%200	%200

Isıl sınırlar hesaba katıldığında temelde transformatörler dört çeşit yüklenme altında kalırlar;

a) Olağan ömür beklentili yüklemeler: Bir transformatörün olağan ömür beklentili yüklemesi anma değerleri ile sürekli olarak yük altında çalışmasıdır. Bu koşullarda bir transformatörün beklenen olağan ömrü 180000 saat yani yaklaşık 20 yıldır. Fakat transformatörler her zaman tam yükte çalışmadıklarından bu süre uzayabilir.

b) Anma değerlerinin üzerinde planlı yüklemeler: Bu yükleme olağan kapasitenin üzerinde yüklemedir ve sonucunda iletken ESNS değeri sınır değerleri aşar. Bu durum kullanıcı tarafından olağan ve planlı tekrarlanan yük olarak varsayılır. Genellikle bu yükleme, sürekli bir yük taşıyan transformatörler için

yasaklanır. Bu tip bir yüklemenin karakteristik özelliği hiçbir sistem kesintisinin olmamasıdır.

c) Uzun süreli ivedi durum yüklemeleri: Bu yükleme bazı sistem elemanlarının uzun süreler boyunca devre dışı kalması nedeniyle oluşur. Bu yüklemenin sonucu olarak sargı ESNS değeri planlı yükleme için önerilen değerleri aşar. Bu olağan bir çalışma koşulu değildir, ancak bazı zamanlarda oluşabilir. Bu durumların seyrek oluşması beklenir. Bu yükleme sürekli aynı yükü taşıyan transformatörlere uygulanabilir, ancak yalıtım ömründeki kayıplar kabul edilebilir sınırlar içinde tutulmalıdır. Bu yükleme biçiminde TYS hiçbir biçimde 110 °C'yi aşmamalıdır. Bu senaryoda transformatör sargı ESNS değeri en fazla 120 °C-140 °C arasında olacak şekilde yüklenir. Bu senaryonun tipik özelliği bir iletim sistemi elemanının birkaç ay boyunca devre dışı kalması neticesinde meydana gelmesi ve transformatörün olağan ömrü boyunca en fazla iki ya da üç kez olmasıdır.

d) Kısa süreli ivedi durum yüklemeleri: Bu yükleme, TYS ve sargı ESNS sınırlarının anma değerlerini aşmasına neden olan ve olağan sistem yüklemesini ciddi bir şekilde bozan alışılmadık derecede ağır yüklenme biçimidir. Bu yüklenme biçiminin kısa bir süre için kabulü diğer alternatiflere göre tercih edilebilir. Büyük risk içeren böylesi yüklenme biçiminin çok seyrek oluşması beklenir. Bu yükleme durumunda sargı ESNS değerinin 180 °C gibi yüksek sıcaklıklara ulaşması beklenir. Bu yüklemenin karakteristik özelliği, iletim sisteminde bir dizi beklenmeyen durumun oluşması (iki veya üç hattın devre dışı kalması) sonucunda meydana gelmesi, transformatörün olağan ömründe en fazla bir veya iki kez karşılaşılmaması ve uzun süreli ivedi yüklemeye daha fazla risk taşımasıdır. Hesaplamalar, yalıtım ömründeki kayıp kabul edilebilir düzeyde olacak şekilde yapılmalıdır (IEEE Std C57.91, 2011).

IEEE'ye göre her bir yükleme biçimi için göz önüne alınması gereken sınır sıcaklık değerleri Çizelge 2.2'de verilmiştir.

Çizelge 2.2. Çeşitli yükleme biçimleri için sıcaklık sınırları (IEEE Std C57.91, 2011)

	Olağan ömür beklentili yükleme	Anma değerlerinin üzerinde planlı yüklemeler	Uzun süreli ivedi durum yüklemeleri	Kısa süreli ivedi durum yüklemeleri
Sargı ESNS değeri, °C	120	130	140	180
Diğer metalik parçaların ESNS değeri, °C	140	150	160	200
Tepe yağ sıcaklığı, °C	105	110	110	110

IEC 60076-7'ye göre anma gücü 2500 kVA'ya kadar olan 3-fazlı transformatörler ve anma gücü 833 kVA'ya kadar olan tek fazlı transformatörler dağıtım transformatörleri olarak adlandırılır. Bu değerlerin üstündeki anma güç değerli transformatörler ise güç transformatörleri olarak tanımlanmaktadır. Söz konusu güç transformatörlerinden anma gücü üç fazlılar için 100 MVA'ya ve tek fazlılar için 33 MVA'ya kadar olanlar orta güç transformatörleri ve üstündekiler ise büyük güç transformatörleri olarak tanımlanmaktadır. Bu standarda göre anma değerlerinin üzerinde yapılacak yüklemelerde Çizelge 2.3'teki sınır değerlere uyulması önerilmektedir.

Çizelge 2.3. IEC 60076-7, 2005’e göre dağıtım ve güç transformatörlerinin anma değerlerinin üzerindeki yüklemelerde uyulması önerilen akım ve sıcaklık değerleri (IEC 60076-7, 2005)

Yükleme Biçimi	Dağıtım Transformatörleri	Orta Güç Transformatörleri	Büyük Güç Transformatörleri
Olağan Periyodik Yükleme			
Akım (pu)	1,5	1,5	1,3
Sargı ESNS ve selülozik yalıtım ile değme durumundaki metalik parçaların sıcaklığı (°C)	120	120	120
Yağ, aramid kağıt ve fiber-glas malzeme ile değmedeki diğer metalik parçaların ESNS (°C)	140	140	140
Tepe-yağ sıcaklığı (°C)	105	105	105
Uzun Süreli İvedi Yükleme			
Akım (pu)	1,8	1,5	1,3
Sargı ESNS ve selülozik yalıtım ile değme durumundaki metalik parçaların sıcaklığı (°C)	140	140	140
Yağ, aramid kağıt ve fiber-glas malzeme ile değmedeki diğer metalik parçaların ESNS (°C)	160	160	160
Tepe-yağ sıcaklığı (°C)	115	115	115
Kısa Süreli İvedi Yükleme			
Akım (pu)	2,0	1,8	1,5
Sargı ESNS ve selülozik yalıtım ile değme durumundaki metalik parçaların sıcaklığı (°C)	-	160	160
Yağ, aramid kağıt ve fiber-glas malzeme ile değmedeki diğer metalik parçaların ESNS (°C)	-	180	180
Tepe-yağ sıcaklığı (°C)	-	115	115
Not1: Sıcaklık ve akım sınırlarının aynı anda geçerli olması amaçlanmamaktadır. Akım belirtilen sıcaklık sınırlarının karşılandığı durumda daha küçük değerlerde olabilir. Benzer biçimde sıcaklık sınırları akım sınırlarının sağlandığı durumda daha küçük değerlerde olabilir.			
Not2: Dağıtım transformatörlerinde kısa süreli ivedi yükleme durumu için sınır değerler verilmemiştir. Bunun nedeni bu durum için yükleme süresinin uygulamada denetlenebilir olmayışıdır.			

2.1.3. Transformatörlerde yaşlanma ve ömür kaybı

Transformatörlerde yalıtkan kağıdın yaşlanmasının tespiti ve izlenmesi konusu uzun zamandır transformatör üreticileri, kamu ve özel sektör işletmecileri için ilgi odağı olmuştur (Li vd, 2018; Li vd, 2017; Zou vd, 2016; Wang vd, 2002). Bu yalıtım, yüksek sıcaklıklar altında gerçekleşen uzun süreli çalışma nedeniyle geri dönülmez bir şekilde yaşlanır, mekanik mukavemetini kaybeder ve kırılgan duruma gelir. Bu da kısa devrelere dayanma kabiliyetini azaltır. Mekanik mukavemet kaybı, transformatörün ömrünü sınırlayan önemli bir faktördür (Prevost ve Oommen, 2006; Oommen ve Prevost, 2006). Sonuç olarak, yaşlanmanın tanınması ve kâğıt yalıtımının kalan ömrünün değerlendirilmesi, transformatörlerin güvenli çalışması, duruma bağlı bakımı ve değiştirilmesi için önemlidir (Li ve Li, 2017; Carcedo vd, 2016; Azis vd, 2014).

Sargılar transformatörlerin en hassas kısmı olup sargıların kâğıt yalıtımları yüksek sıcaklıklar karşısında geri dönüşü olmayan ve önemli ölçüde yaşlanmaya uğrayan kısımdır (Lundgaard vd, 2004). Yağ içerisindeki kağıdın yaşlanması, havadaki kağıdın yaşlanmasından biraz farklıdır. Yağın yaşlanması sırasında kağıdın yaşlanmasına hızlandırıcı etki yapan organik radikaller ve oksidasyon bileşenleri oluşur. Kâğıdın yaşlanması ise büyük ölçüde formik ve asetik asitler gibi organik asitler üretir. Genellikle, sıcaklığın yaşlanma için en önemli faktör olduğu varsayılır. Sıcaklık sadece kağıdın yaşlanmasını değil, aynı zamanda yağın yaşlanmasını da etkiler. Yalıtım kağıdının ömrünün transformatörün ömrünü belirlediği yaygın bir şekilde kabul edilmektedir (Hohlein ve Kachler, 2005).

Kâğıt yalıtımının yaşlanması su, asitler ve oksijen içeren kirleticilerden etkilenir (N'cho vd, 2016; Tee vd, 2016; Martin vd, 2015; Lelekakis vd, 2014). Polimerizasyon derecesi (DP) ve gerilme kuvveti arasında bilinen bir korelasyon vardır. Aslında DP değeri, gerilme mukavemeti kaybından çok selülozik yalıtım özelliklerinin daha iyi bir göstergesidir (IEEE Std C57.97, 2011). Bu da yaşlanmayı belirleyen iyi bir ölçüm olarak varsayılmaktadır (Emsley vd, 2000; Zou vd, 1996; Emsley ve Stevens, 1994). Kâğıt yeni olduğunda yaklaşık 1200'lük bir DP'ye sahiptir. Bir transformatördeki kâğıtın fabrikada kurutma işleminden geçtikten sonra, yaklaşık 1000 DP'ye düşer ve % 0.5 civarında bir su içeriği vardır. DP yaklaşık 200'e

düştüğü zaman, kağıdın gerilme mukavemetinin orijinal değerinin %20'sine düştüğü ve lifler arası kuvvetlerin de azaldığı kabul edilmektedir (Lundgaard vd, 2004). Transformatörün DP ve gerilme mukavemeti ölçümleri için kağıt örneklerinin toplanması gerekir bunu yapmak için transformatörü hattan ayırmak işletmecinin tercih etmediği bir durumdur.

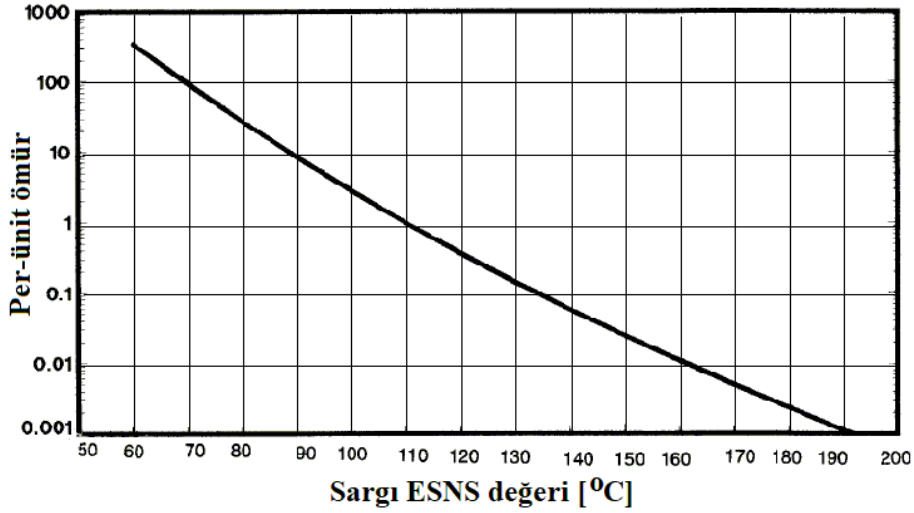
Transformatörlerin kalan ömrünü ölçmek için kullanılabilecek sade bir ömür sonu ölçütü yoktur. Bununla birlikte böyle bir ölçüt transformatör kullanıcıları için gerekli olduğundan yaşlanma sürecine ve transformatör yalıtımının durumuna odaklanmak gerekir. Yalıtımın yaşlanması veya bozulması sıcaklığın, nemin, oksijen ve asit içeriğinin zamana bağlı bir işlevidir. Modern yağ temizleme sistemleriyle, yalıtım bozulmasına karşı nem ve oksijen katkıları en aza indirilebilir. Transformatör içerisindeki sıcaklık dağılımı eşit değildir. Bu nedenle, yaşlanma üzerine yapılan çalışmalarda, ESNS değerinin neden olduğu yaşlanma etkilerini gözönüne almak gerekir.

Bir transformatörde yalıtımın ömrünü büyük bir duyarlılıkla kestirmek olanaklı değildir, çünkü transformatör yalıtımının bozulmasına neden olan sıcaklığın zaman içindeki toplam etkisinin yanında başka birçok faktör de yaşlanmaya etki etmektedir. Bu durum sürekli veya yakından denetlenen koşullar altında bile zor olmakla birlikte sürekli değişen servis koşullarında çok daha zordur (IEEE Std C57.91, 2011).

Deneyisel çalışmalar yalıtımın bozulmasının zamana ve sıcaklıkla ilişkisinin aşağıdaki biçimde olan Arrhenius reaksiyon hızı kuramının uyarlanmasını izlediğini göstermektedir:

$$\text{Birim Ömür} = Ae^{\left[\frac{B}{\theta_H + 273} \right]} \quad (2.10)$$

Burada θ_H sargı ESNS değerini gösterir. A ve B ise değişmez değerlerdir. Şekil 2.1'deki birim yalıtım ömrü eğrisi transformatörlerin birim yalıtım ömrü ile sargı ESNS arasındaki ilişkiyi vermektedir.

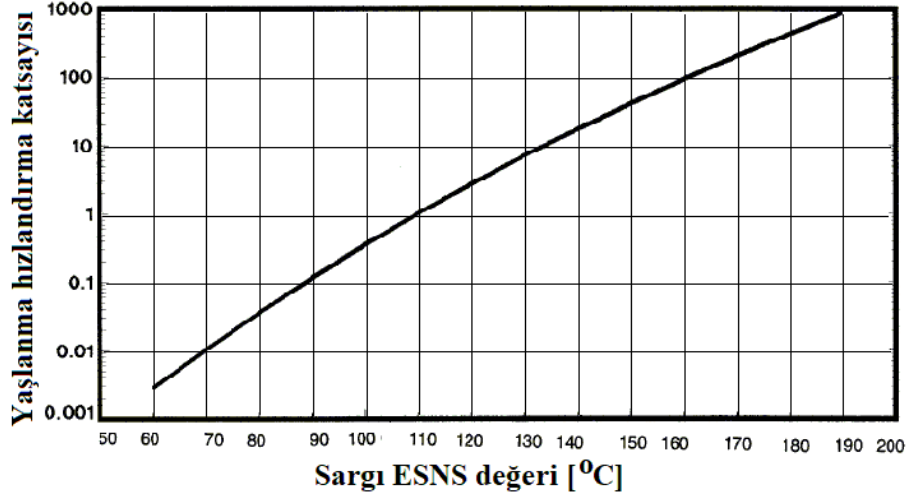


Şekil 2.1. Transformatörlerin yalıtım ömrü ile sargı ESNS değeri arasındaki ilişki (IEEE Std C57.91, 2011)

Hem dağıtım hem de güç transformatörlerinde aynı selüloz iletken yalıtımı kullanıldığından Şekil 2.1’de verilen eğri her iki transformatör çeşidi için geçerlidir. Bu eğride yalıtım malzemesinin sıcaklığı ile ısıl ömrü arasındaki ilişki gösterilmektedir. Bu eğriye göre 110°C’lik referans sıcaklığın üzerinde yaşlanma hızı artarken altında olağanın altına düşer (IEEE Std C57.91, 2011). Bu eğri için denklem aşağıdaki gibidir:

$$\text{Birim Ömür} = 9.8 \times 10^{-18} e^{\left[\frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (2.11)$$

Şekil 2.1’de verilen eğri iki biçimde kullanılabilir; Bu eğri herhangi bir değişmez yük ve sıcaklık için yaşlanma hızlandırma faktörünün (F_{AA}) hesabı için temel alınabilir. Bu eğri aynı zamanda 24 saatlik bir değişken yük ve sıcaklık değişimi için yaşlanma hızlandırma faktörünün hesabı için temel alınabilir. Şekil 2.2’de 65 °C’lik sınır sıcaklık artışlı yalıtım sistemi için F_{AA} ile sargı ESNS değerleri arasındaki değişim verilmiştir.



Şekil 2.2. 65 °C'lik sınır sıcaklık artışlı yalıtım sistemi için yaşlanma hızlandırma faktörü ile ESNS değeri arasındaki ilişki (IEEE Std C57.91, 2011)

F_{AA} , referans sıcaklığı 110°C 'dan daha yüksek olan sargı ESNS değerleri için 1'den büyük iken 110 °C'nin altındaki sıcaklıklarda 1'den küçük bir değerdedir (IEEE Std C57.91, 2011). Bu eğrinin denklemi de (2.12) eşitliğindeki gibidir.

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right]} \quad (2.12)$$

Bu eşitlik transformatörün eşdeğer yaşlanmasını hesaplamak için kullanılabilir. Belirli bir zaman döneminde verilen bir sıcaklık değişimi döngüsü eşdeğer yaşlanma faktörü aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (2.13)$$

Burada

F_{EQU} toplam zaman dönemindeki eşdeğer yaşlanma faktörü

$F_{AA,n}$ Δt_n zaman aralığındaki yaşlanma hızlandırma faktörü

N zaman aralığının toplam sayısı

Δt_n zaman aralığıdır (IEEE Std C57.91, 2011).

2.1.4. Transformatör izleme sistemleri

Transformatörlerin sıcaklık değerlerinin izlenmesi amacıyla doğrudan sıcaklık algılayıcıları kullanılabileceği gibi yüklenme oranı ve çevre sıcaklığı gibi değişkenler yardımıyla hesaplama yapabilen ısı modelleri kullanılabilir. Doğrudan sıcaklık ölçümü için fiber optik sıcaklık algılayıcılarının kullanımı 1980'lerin ortalarından beri giderek artmaktadır. Bu algılayıcılar magnetik girişimlerden ve gerilimden etkilenmeyip hassasiyetleri yüksektir. Bu yüzden transformatör sargı sıcaklıklarının ölçümünde yeğlenirler (Sun vd, 2018; Arabul vd, 2018a; Li vd, 2017; Deng vd, 2017; Picanço vd, 2010; Susa ve Nordman, 2009; Ribeiro vd, 2008; Jardini vd, 2005; Pradhan ve Ramu, 2004; Radakovic ve Feser, 2003; Thaden vd, 1995; Pierce, 1992; McNutt vd, 1984). Fakat işletme altında çalışan transformatörlerin içerisine fiber optik sıcaklık algılayıcılarının yerleştirilmesi ekonomik değildir. Bu hem pahalı bir uygulamadır hem de çalışan transformatörlere uygulanması zordur (Susa vd, 2005a; Swift vd, 2001a). Ayrıca, bu durum işletmedeki transformatörlerin uzun süre servis dışı bırakılmasını gerektirir. Bu nedenle, transformatörlerin çalışma verimliliğini artırmak ve beklenmedik bir kesinti olasılığını en aza indirmek için bazı çevrim içi ve çevrim dışı izleme sistemleri geliştirilmiştir (Fu vd, 2018; Mariprasath ve Kirubakaran, 2018; Djamali ve Tenbohlen, 2017; Ballal vd, 2017; Rosenlind, 2013; Susa, 2005b; Weekes vd, 2004a; Weekes vd, 2004b; Lachman vd, 2003; Swift vd, 2001b; Leibfried, 1998; Lesieutre vd, 1997). Transformatör izleme sistemleri donanım ve yazılım çözümleri olarak gelişmekte olup piyasası 2016 yılında yaklaşık 1,47 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. Bu rakamın 2021 yılına kadar 2.68 milyar dolar düzeyine ulaşması beklenmektedir. Küresel pazar, kamu hizmetlerinin sayısallaştırılması, yenilenebilir enerji yatırımları ve akıllı şebekeye olan dönüşüm transformatör izleme sistemlerine olan istemi yönlendiren başlıca faktörlerdir (Zion, 2017). Transformatör izleme sistemlerinin, güç sistemleri için bir alt yapı parçası olarak önemli bir rolü olduğu ve birçok ülkede zorunlu hale getirildiği de unutulmamalıdır (Arabul vd, 2018b).

3. MATERYAL VE YÖNTEM

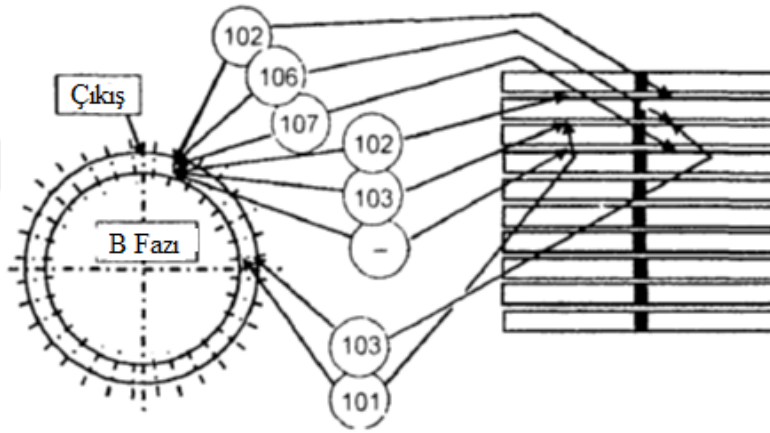
3.1. Transformatörlerin Sıcaklık Çözümlemesi

İşletmedeki transformatörlerin güvenilir bir biçimde çalışmalarının sağlanması büyük ölçüde sıcaklık dağılımlarının bilinmesini gerektirir. Güvenilir çalışma ile transformatörlerin anma değerlerine kadar olan yüklerde ve hatta kısa süreli aşırı yüklemelerde herhangi bir arıza ile karşılaşılmaksızın çalışmaları amaçlanır. Öte yandan, bütün transformatörlerin standart yapı ve geometri olmayışı özellikle kritik önemdeki transformatörlerin henüz üretim aşamasındayken sıcaklık çözümlemelerinin yapılmasını zorunlu kılmaktadır. Sıcaklık çözümlemesi transformatörün belli yük değerlerinde çeşitli noktalarındaki sıcaklıkların belirlenmesi işlemidir. Bu aynı zamanda ESNS değerinin de belirlenmesi anlamına gelir. Çözümleme sonuçları transformatör tasarımının iyileştirilmesine yardımcı olacak bilgilerin elde edilmesini sağladığı kadar transformatörün işletme koşullarındaki sıcaklıklarının daha doğru bir biçimde kestirimi için gerekli verileri de sağlar. Transformatörlerin sıcaklık dağılımının incelenmesi amacıyla kullanılan başlıca yöntemler sıcaklık algılayıcıları yardımıyla yapılan doğrudan sıcaklık ölçümleri ve sonlu elemanlar yöntemine dayanan bilgisayar hesaplamalarından oluşur.

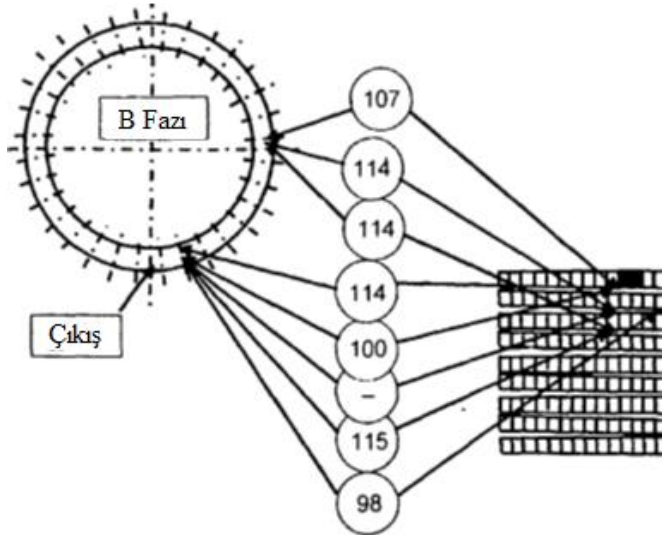
3.1.1 Doğrudan sıcaklık ölçümü

Doğrudan sıcaklık ölçümü genellikle ilkörnek transformatörlerde kullanılan bir yöntem olup sıcaklık dağılımının ve değerlerinin elde edilmesi için kullanılan en doğru yöntemdir. Yöntem 1980'li yılların ortalarından beri seçilmiş bazı transformatörlerde uygulanagelmıştır. Deneyler olağan bir transformatör sargısının üst kısımlarındaki sıcaklık değişimlerinin genellikle 10 °C'nin üzerinde olduğunu göstermiştir. Bu yüzden gerçek ESNS değerini birkaç algılayıcı kullanarak saptamak pek olası değildir. ESNS değerini ve konumunu belirlemek için gerekli çok sayıda sıcaklık algılayıcısının sargılar arasına yerleştirilmesi ile gerekli iş ve maliyet arasında seçim yapılmalıdır. Genellikle, üst kısımda yer alan sargılar en yüksek

kaçak akıya ve yağ sıcaklığına maruz kalırlar. Bu durum doğal olarak ESN konumunun sargıların üst kısmında olmasını sağlar. Fakat uygulamada yapılan ölçümler ESN konumunun sargıların en üst kısmının biraz altında olduğunu göstermiştir. Bu yüzden sıcaklık algılayıcıları üstten birkaç sargı boyu dağıtılarak yerleştirilmelidir. Şekil 3.1 ve Şekil 3.2’de iki farklı transformatörün (120 kV ve 410 kV anma gerilimli) 1,6 pu yükleme için sargıları arasına yerleştirilen sıcaklık algılayıcılarının konumları ve çevre sıcaklığı üzerinde ölçtükleri sıcaklık artış değerleri verilmiştir (IEC 60076-7, 2005).



Şekil 3.1. 120 kV anma gerilimli bir transformatör sargısı arasına yerleştirilen algılayıcıların konumları ve 1.6 pu yükleme için ölçtükleri sıcaklık artış değerleri (IEC 60076-7, 2005)



Şekil 3.2. 410 kV anma gerilimli bir transformatör sargısı arasına yerleştirilen algılayıcıların konumları ve 1.6 pu yükleme için ölçtükleri sıcaklık artış değerleri (IEC 60076-7, 2005)

Transformatörlerin doğrudan sıcaklık ölçümünde kullanılabilen sıcaklık algılayıcıları şunlardır:

- 1-Optik sıcaklık algılama elemanları
- 2-Termokupllar
- 3-Direnç köprüleri
- 4-Kızılötesi sıcaklık dedektörleri
- 5-Sıcaklık etiketleri (IEEE Std C57.134, 2000)

3.1.2. Sonlu elemanlar yöntemi ile sıcaklıkların benzetimi

Bilim ve mühendisliğin matematiksel modelleri temel olarak diferansiyel ya da integral denklemler biçimindedir. Son yıllarda yüksek hızlı bilgisayarların hızla gelişmesiyle, bu modelleri verimli bir şekilde kullanma olanakları önemli ölçüde artmıştır. Bilgisayar ortamında kurulan matematiksel modeller yardımıyla bilimin ve mühendisliğin karmaşık problemlerinin benzetimleri ve çözümlemeleri yapılabilmektedir. Bu aynı zamanda pahalı ve zaman alıcı deney düzeneklerine olan ihtiyacı azaltmakta ve en iyi çözüm için farklı alternatiflerin karşılaştırılmasını mümkün kılmaktadır.

Bir bilgisayarda matematiksel modelleri kullanmak için sayısal yöntemlere gereksinim vardır. Sadece en sade durumlarda, modeldeki denklemlerin çözümlemeli çözümlerini tam olarak bulmak olanaklıdır ve genel olarak, yaklaşık bir çözüm bulmak için sayısal tekniklere dayanmak zorundadır. Sonlu elemanlar yöntemi (Finite Element Method, FEM), bilim ve mühendislik alanlarındaki diferansiyel ve integral denklemlerin sayısal çözümü için genel bir tekniktir. Yöntem, ilk kez mühendisler tarafından 1950'li yılların sonlarında ve 1960'lı yılların başında, inşaat mühendisliğinde kısmi diferansiyel denklemlerin (elastiklik denklemleri, levha denklemleri, vb.) sayısal çözümü için kullanılmıştır. 1960'lar ve 1970'ler boyunca yöntem, mühendisler, matematikçiler ve sayısal çözümleyicilerce geliştirilerek bilim ve mühendislikteki çeşitli türev ve integral denklemlerinin sayısal çözümüne uygulanmıştır (Claes, 2012). Günümüzde, sonlu eleman metodları (genellikle CAD/CAM sistemlerinde) mühendislik problemlerinin çözümünde yaygın bir biçimde kullanılmaktadır. Özellikle inşaat mühendisliğinde, malzemelerin gerilme

hesabında, akışkan mekaniğinde, nükleer mühendislikte, elektromagnetizma alanında, dalgaların yayılımı ve saçılma problemlerinde, ısı iletimi, yayılımı ve difüzyonu süreçlerinde, bütünleşik devrelerde, petrol mühendisliğinde ve daha birçok alanda kullanımı oldukça yaygındır.

Verilen bir diferansiyel ya da integral eşitliğinin FEM kullanılarak yaklaşık bir çözümünün bulunabilmesi için sırasıyla şu adımlar kullanılmalıdır.

- i. Problemin değişimsel formülasyonunun yapılması,
- ii. FEM kullanılarak ayrıklaştırma yapılması,
- iii. Ayrık problemin çözümü; sonlu boyutlu bir hacmin oluşturulması,
- iv. Metodun bir bilgisayarda gerçekleştirilmesi; programcılık.

Genellikle bağımlı değişkenlerin seçimine bağlı olarak kullanılabilen birkaç farklı formülasyon vardır. Sonlu boyutlu alt uzayların seçimi esasen sonlu elemanların ayrıklaştırılması veya sonlu elemanın seçimi, değişkenlerin formülasyonu, doğruluk gereksinimi, düzenlilik, tam çözümün özellikleri vb tarafından etkilenir. Problemin çözümü için bir eniyileme algoritmasına ve/veya doğrusal veya doğrusal olmayan eşitliklerin sayısal çözümlerinde kullanılan bir yöntem gereksinim bulunmaktadır.

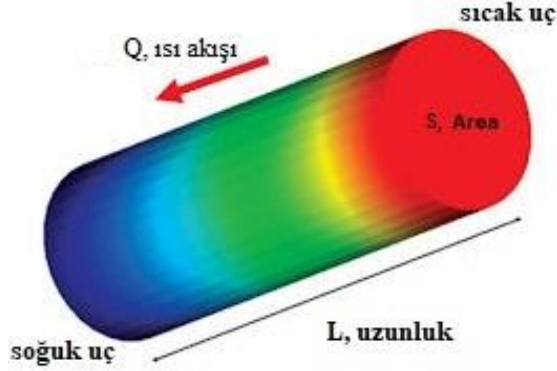
Sonlu elemanlar yöntemi ile yapılacak sıcaklık çözümlemelerini ve benzetimleri anlamak için ısı aktarımı konusundaki bazı kavramların bilinmesi faydalı olacaktır. Isı aktarımı, mühendislik biliminin, sıcaklık farkından dolayı malzeme gövdeleri arasındaki enerji taşınmasını inceleyen bölümüdür (Claes, 2012). Isı aktarımının üç biçimi bulunmaktadır,

- ✓ İletim (Conduction)
- ✓ Taşınım (Convection)
- ✓ Işınım (Radiation)

3.1.2.1. İletim ile ısı aktarımı

Bir bileşen boyunca sıcaklık farkı olduğunda gerçekleşir. Isı enerjisi daha sıcak bölgeden daha soğuk bölgeye akacaktır. Akan ısı enerjisi sıcaklık farkına, bileşenler arasındaki kesit alanına ve malzeme bileşenlerinin ısı iletkenliğine bağlıdır. Bu ısı

aynı zamanda ısı yolunun uzunluğu ile ters orantılıdır. Bu ısı aktarımı biçimi, ortamın özelliklerine çok bağlı olup sıcaklık farkı olan katı, sıvı ve gazlarda meydana gelir. (Şekil 3.3.)



Şekil 3.3. İletim yolu ile ısı aktarımı (Abbey, 2014)

İletim ile ısı aktarımını modelleyen eşitlik (3.1) ile verilir.

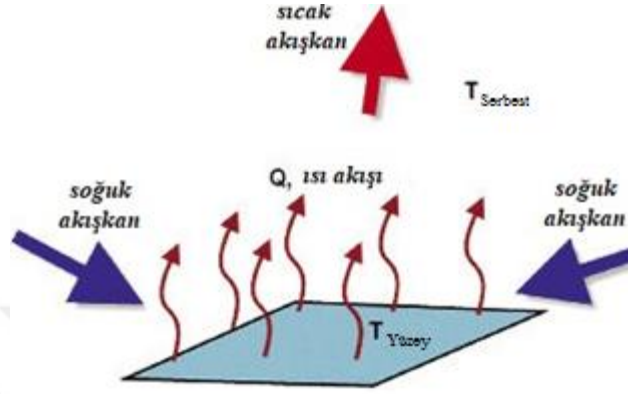
$$Q = -kS \frac{T_{yüksek} - T_{alçak}}{L} \quad (3.1)$$

Burada, Q ısı enerjisini, S malzemenin kesit alanını, k ısıl iletkenlik katsayısını, $T_{yüksek}$ sıcak bölgenin sıcaklığını, $T_{alçak}$ soğuk bölgenin sıcaklığını ve L ısı aktarım yolunun uzunluğunu gösterir.

3.1.2.2. Taşınım ile ısı aktarımı

Taşınım ile ısı aktarımı hava gibi bitişik gaz veya sıvının devinimiyle gerçekleşir. Taşınım tipik olarak sıcak akışkan yüzeyden uzaklaşırken yerine soğuk bir akışkan gelir. Akışkanın devinim mekanizması oldukça karmaşık olup yerel ısı aktarımına izin veren bir sınır katmanının olduğu düşünülür. Sıvılarda ve gazlarda bulunan moleküllerin devinim özgürlüğü olduğundan soğuk bir bölgeye sıcak olandan enerji taşırlar. Bir bölgeden diğerine taşınım ile ısı aktarımı, sıvı veya gaz içindeki bu tür bir mikroskobik devinim nedeniyle yani akışkan içindeki iletim yoluyla enerji aktarımı yapılması olayıdır. Taşınım serbest, zorlanmış veya karışık olabilir. Akışkan deviniminin sıcaklık farklılıklarından kaynaklanan bir yoğunluk değişimi nedeniyle oluşması durumunda, durumun serbest veya doğal bir taşınım olduğu söylenir. Akışkan devinimine, pompalama veya üfleme gibi dış bir kuvvet neden olduğunda,

durum, zorlanmış taşınımlardan biri olarak tanımlanır. Karışık bir taşınım durumu, hem doğal hem de zorlanmış taşınımların var olduğu bir durumdur. Taşınım ile ısı aktarımı kaynama ve yoğuşma işlemlerinde de meydana gelir. Şekil 3.4'te doğal taşınım yolu ile ısı aktarımı sembolize edilmiş olup bu biçimli aktarımın eşitliği (3.2)'de verilmiştir.



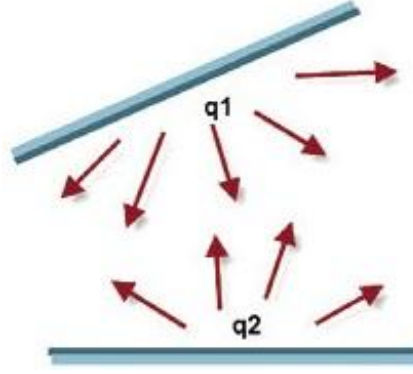
Şekil 3.4. Doğal taşınım yolu ile ısı aktarımı (Abbey, 2014)

$$Q = hS(T_{yüzey} - T_{serbest}) \quad (3.2)$$

Burada, Q ısı enerjisini, S malzemenin kesit alanını, h ısıl taşınım katsayısını, $T_{yüzey}$ sıcak yüzeyin sıcaklığını ve $T_{serbest}$ serbest ortamın sıcaklığını gösterir.

3.1.2.3. Işınım ile ısı aktarımı

Mutlak sıfır derecenin üzerinde bir sıcaklıktaki herhangi bir yüzey kuramsal olarak ışıınım yolu ile ısı enerjisi yayar. Bu durumdaki taşıma mekanizması elektromagnetik dalgalar veya yüzeyden yayılan fotonlardır. Bu mekanizmanın içinden geçecek bir ortama gereksinimi olmayıp boşlukta da meydana gelebilir. Işınım yapan bir yüzey tipik olarak yakınlardaki yüzeylerden veya kaynaklardan ışıınım alabilir. Yayınım ve soğurma yüzeylere has özelliklerdir. Yüzeylerin birbirlerine göre bağıl sıcaklıkları, yayınım-soğurma özellikleri ve fotonların yüzeylere göre olan açıları yüzeylerin soğuma veya ısınma durumuna etki eden faktörlerdir. Şekil 3.5'te doğal taşınım yolu ile ısı aktarımı sembolize edilmiş olup bu biçimli aktarımın eşitliği (3.3)'te verilmiştir.



Şekil 3.5. Işınım yolu ile ısı aktarımı (Abbey, 2014)

$$q = \varepsilon \sigma T_{\text{yüzey}}^4 \quad (3.3)$$

Burada, q ısı akısını, ε yüzeyin ısıtım katsayısını, σ Stefan-Boltzmann değişmezini ve $T_{\text{yüzey}}$ sıcak yüzeyin sıcaklığını göstermektedir (Abbey, 2014).

3.1.2.4. Sonlu elemanlar yönteminin çözüm metodu

Isı aktarımı problemleri için bir dizi analitik çözüm bulunsa da, birçok uygulama durumunda, geometri ve sınır koşulları o kadar karmaşıktır ki, analitik bir çözüm mümkün değildir. Bu tür karmaşık durumlar için analitik ilişkiler geliştirilse bile, bunlar her zaman karmaşık seri işlemler içerecektir ve dolayısıyla uygulama olarak uygulanması zor olacaktır. Bu gibi durumlarda, iletim ile ısı aktarımı problemlerinin sayısal bir çözüme gereksinimi vardır. Yaygın olarak kullanılan bazı sayısal yöntemler Sonlu Farklar, Sonlu Hacim, Sonlu Eleman ve Sınır Elemanlar teknikleridir (Lewis vd, 2008).

Bir ortamın herhangi bir noktasındaki sıcaklığın belirlenmesine izin veren bir analitik çözümün tersine, sayısal bir çözüm, sadece belirli noktaların sıcaklığının belirlenmesini mümkün kılar. Dolayısıyla, herhangi bir sayısal çözümlemede ilk adım bu noktaları seçmek olmalıdır. Bu, ilgilenilen bölgeyi bir dizi daha küçük bölgelere bölerek yapılır. Bu bölgeler noktalarla sınırlıdır. Bu referans noktalarına düğüm noktaları denir ve bunların bağlantısı bir ızgara veya ağ şeklinde sonuçlanır. Her düğümün onu çevreleyen belirli bir bölgeyi temsil ettiğini ve sıcaklığının bu bölgedeki sıcaklık dağılımının bir ölçüsü olduğunu belirtmek önemlidir. Bu hesaplamaların sayısal doğruluğu, üretilen elemanların sayısını kontrol eden

belirlenmiş düğüm noktalarının sayısına bağlıdır. Netlik, örgü boyutu (bölge boyutu) sıfıra yaklaştıkça daha doğru bir değere yaklaşır (Lewis vd, 2008).

Günümüzde sonlu elamanlar yöntemini kullanan çok sayıda ticari paket program bulunmaktadır. Bu paket programlardan COMSOL Multiphysics®, mühendislik uygulamalarını modellemek için genel amaçlı bir platform yazılımıdır. Çekirdek paketi kendi başına kullanılabilir veya elektromagnetik, yapısal mekanik, akustik, akışkan akışı, ısı aktarımı ve kimyasal mühendislik davranışlarına dayanan tasarımları ve süreçlerin benzetimini yapmak için herhangi bir eklenti modülü kombinasyonu ile işlevleri genişletilebilir (Anonim, 2018).

3.1.2.5. COMSOL yazılımında sıcaklık benzetimi

COMSOL yazılımı, kısmi diferansiyel denklem tabanlı bilimsel ve mühendislik problemlerini modellemek ve çözmek için güçlü ve çok ortamlı bir araçtır. Bu yazılım, bir transformatör içerisinde ve çevresinde bulunan katı ve akışkan ortamın bir birleşimi gibi karmaşık fiziksel problemleri kolayca çözebilmektedir. COMSOL, kısmi diferansiyel denklemleri çözmede sonlu elemanlar metodu kullanır (Allahbakhshi ve Akbari, 2016).

Yazılım önceden oluşturulmuş uygulama biçimleri ile ortak hesaplamalar için hazır şablonların kullanılmasını sağlamaktadır. Böylece model üzerinde yapılacak çözümleme çalışması için kütüphaneden seçim yapılabilmektedir (Zimmerman, 2006). COMSOL'da fiziksel bir sistemin benzetim süreci altı adımdan oluşur:

1. Sisteme yön veren denklemlerin tanımlanması ve fiziksel boyutlarının belirlenmesi,
2. Geometrinin oluşturulması,
3. Sınır koşullarının belirlenmesi,
4. Çözümün yakınsaması amacıyla fiziksel özelliklerin, sistem çalışma koşullarının ve uygun başlangıç değer kestirimlerinin yapılması,
5. Ağın oluşturulması; uygun çözücünün seçilmesi ve problemin çözülmesi,
6. Çözücü çıktılarının işlenmesi.

3.1.2.6. COMSOL yazılımının ısıl ve akışkanlar dinamiği çözümü

Düzensiz olmayan sıkıştırılmaz akışkanların dinamik davranışları Navier-Stokes denklemleri ile modellenir. Navier-Stokes denklemleri, sıvı ve gazlar gibi sıvı maddelerin devinimlerini tanımlar. Bu denklemlere göre akışkanların sonsuz-küçük boyutlarında meydana gelen momentum değişimi enerji tüketen viskoz kuvvetlerinin, basınç değişimlerinin, yer çekiminin ve akışkan içerisinde etki eden diğer kuvvetlerin toplamı olduğunu ortaya koymaktadır. Ataletsel bir referans çerçevesinde, Navier-Stokes denklemlerinin en genel şekli (3.4)'te verilmiştir.

$$\begin{cases} \rho \frac{\partial \vec{u}}{\partial t} - \nabla \left[\eta \left(\nabla \vec{u} + (\nabla \vec{u})^T \right) \right] + \rho (\vec{u} \cdot \nabla) \vec{u} + \nabla p = \vec{F} \\ \nabla \cdot \vec{u} = 0 \end{cases} \quad (3.4)$$

Isıl çözümleme ısı değişim denklemleri tarafından düzenlenir. Isı denklemi, belirli bir zaman diliminde ısı akışını (veya sıcaklıktaki değişimi) açıklayan kısmi diferansiyel denklemdir. Isı aktarımını düzenleyen temel yasa, genellikle enerjinin korunumu ilkesi olarak adlandırılan termodinamiğin birinci yasasıdır. Bununla birlikte, iç enerji benzetimler ve ölçümler için kullanımı uygun olmayan niceliktir. Bu nedenle, temel yasa genellikle sıcaklık açısından yeniden yazılırsa (3.5) eşitliği elde edilir.

$$\rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} + \nabla \cdot (-k \nabla T + \rho C_p T \vec{u}) = Q \quad (3.5)$$

Burada ρ akışkan yoğunluğunu, η dinamik akma viskozitesi, p basıncı, F kuvveti, C_p ısı kapasitesini, T sıcaklığı, k ısı iletim katsayısını, u ısıl iletkenliği, Q ısı aktarımı miktarını temsil etmektedir. Hava yoğunluğu, sıcaklığın ve basıncın bir işlevi olduğu için, havanın bulunduğu yerlerde, (3.4) ve (3.5), u ve T değişkenlerini paylaşır (Marignetti vd, 2008).

3.1.2.7. Sınır koşullarının belirlenmesi

Isı iletimi problemleri için üç ana tipte sınır koşulu vardır. Bunlar Dirichlet, Neumann ve Robin sınır koşullarıdır. Dirichlet koşulu için, alanın sınırında bir yüzey sıcaklığı belirtilir. Neumann sınır koşulu sınır değerinin ısı akısı veya sıcaklık farkı

olarak belirtilen koşuldur. Sınırdaki sıcaklık farkı sıfır ise, sınır boyunca ısı akışı olmadığından, bu bir yalıtılmış sınır koşulunu temsil eder. Yalıtılmış bir sınır, Neumann sınır koşulunun özel bir durumudur. Robin sınır koşulu türü ise bir taşınım koşuldur ve bu tür önceki iki türün birleşimidir. Sıcaklık ve sıcaklık farkı sınır durumunda görünür. Taşınımın olduğu bir sınırdaki yaygın olarak karşılaşılan bir durumdur. Katı ve sıvı arasındaki sınırdaki, katı içindeki ısı iletimi katıdaki sıcaklık farkı ile karakterize edilir (Naterer, 2018; Sönerlind, 2016).

3.1.2.8. Ağın oluşturulması

COMSOL programı sonlu eleman yöntemini kullanarak çözümleme yapmaktadır. Modele bir bütün olarak diferansiyel denklemleri uygulayıp çözüme ulaşmak neredeyse olanaksızdır. Bunun yerine model küçük parçalara ayrılarak ve her bir parçaya daha sade denklemler uygulanarak yaklaşık çözümleme yapılmaktadır. Bu çözümleme yöntemine matematikte sonlu eleman yöntemi denir. Grafik ekranında oluşturulan modelin birbiri ile ağ şeklinde bağlantılı küçük parçalara ayrılmasına örgü (meshing) denir. "Meshing" uygulamadan benzetim yapmak mümkün değildir. Modelin durumuna göre bazen çok sayıda bazen daha az sayıda örgü yapılması gerekir. Örgü sayısı ne kadar çok olursa o kadar iyi çözüm yapılır. Bu sayı kullanılan bilgisayarın bellek ve işlemci durumuna göre de belirlenmelidir (Soğukpınar, 2016).

Aslında, bir sonlu eleman problemini kurmak ve çözmek söz konusu olduğunda en çok yoğunlaşılan adımlardan biri örgü oluşturmaktır. Belirli bir model için en uygun örgünün tanımlanması genellikle doğru eleman tiplerinin ve boyutlarının seçimini içerir. COMSOL'da, dört farklı örgü tipi kullanılır: dörtyüzlü (tetrahedra), altıyüzlü (hexahedra), üçgen prizmalar (prisms) ve piramitler (pyramids). Son derece ince olandan son derece kaba olana kadar dokuz adet önceden ayarlanmış eleman boyutu ayarı da vardır. COMSOL'da varolan birçok araç gibi, örgüler de özelleştirilebilir ve etkileşimlidir.

3.1.2.9. Çözümün yönteminin belirlenmesi

COMSOL yazılımı ile bir modelin çözümlemesi aşağıdaki çözüm yöntemlerinden uygun olanları seçilerek yapılır.

- a) Doğrusal çözümler: Doğrusal bir çözümde, malzeme ısı özellikleri zamana veya sıcaklığa bağlı olarak değişmez ve ısıtım yoktur.
- b) Doğrusal olmayan çözümler: Doğrusal olmayan bir çözümde, malzeme ısı özellikleri sıcaklıkla değişebilir. Isıl sınır koşulları ve yükleme de sıcaklıkla değişebilir. Isıtımın varlığı doğrusal olmayan bir çözümü zorlayacaktır. Doğrusal olmayan özelliklere örnek olarak ısı iletkenliği ve taşınım ısı aktarım katsayısı verilebilir.
- c) Sürekli durum çözümlemesi: Isıl bir olaydaki kararlı durum, sıcaklık dağılımı ve tüm ısı akışları zamanla değişmediğinde meydana gelir. Kararlı durum bir enerji dengesi gerçekleştirilerek doğrudan hesaplanabilir. Kararlı hal koşulları genellikle yapısal çözümlemede kullanılan sıcaklık dağılımını elde etmek için önemlidir.
- d) Geçici durum çözümlemesi: Bu tip çözümlemede, başlangıç koşulları tanımlanmakta ve daha sonra ısıl yükleme ve sınır koşullarına cevap olarak zaman adımı çözümler elde edilmektedir (Abbey, 2014).

3.2. Transformatör Dinamik Isıl Modelleri

Önceki bölümde de bahsedildiği gibi transformatörlerin ESNS ile transformatör ömrü arasında çok yakın bir ilişki bulunmaktadır. ESNS değeri bu bölümde de bahsedildiği üzere sıcaklık algılayıcıları ile doğrudan izlenebilir. Varolan yöntemlerden en yanlışsız olanı bu yöntemdir. Fakat uygulamada bu yöntem çok sayıda algılayıcının kullanımını gerektirmekte olup işletmede olan transformatörlere sonradan sıcaklık algılayıcılarının yerleştirilmesi pek mümkün değildir. Bu yüzden bu yöntem ekonomik ve uygun bir çözüm değildir. Transformatörlerin ESNS konumunun ve bu noktadaki sıcaklığın sonlu elemanlar yöntemi gibi bir yöntem ile belirlenmesi tasarım açısından oldukça işe yaramasına karşın yöntemin hesap yükünün çok fazla olması nedeniyle gerçek zamanlı izleme için uygun değildir. Literatürde transformatörlerin ESNS değerinin gerçek zamanlı bir biçimde izlenmesi

için önerilen başlıca yöntemler IEEE ve IEC standartlarında verilmiştir. Ayrıca D. Susa tarafından önerilen bir dinamik ısı model de bu konuda öne çıkmaktadır.

IEEE tarafından yağlı tip transformatörlerin ESNS değerini hesaplamak için önerilen iki farklı dinamik ısı modele (IEEE Std C57.91, 2011) standardından ulaşılabilir. Bu modellerden biri Clause-7 modeli olarak bilinirken diğeri Annex-G modeli olarak bilinir. Annex-G ısı modelinin orijinali Pierce tarafından (Pierce, 1994) sunulmuştur. IEEE modellerinde ortam sıcaklığı ve yükleme değerleri verilen bir transformatörün ESNS değerinin kestirimi amaçlanmaktadır. Bu modeller bazı ön-kabuller üzerine kuruludur. Bunlardan bazıları yağ sıcaklığının sargı altından üstüne doğru doğrusal olarak arttığı, sargı ile yağın temas noktasındaki sıcaklık farkının her noktada aynı olduğu ve ortalama yağ sıcaklığının transformatörün bütün sargıları için aynı olduğu varsayımlarıdır (Sen ve Pansuwan, 2001). Bu durum standarttaki bazı detayların doğruluğu hakkında bazı tartışmaların ortaya çıkmasına neden olmuştur. Örneğin, Peterchuck ve Pahwa tarafından 2002’de verilmiş olan çalışmaya göre Annex-G modelinin kullandığı bazı değişmezlerin aşırı yüklenme durumunda sonuca olumsuz etki ettiği ve bu yüzden bu değişmezlerin doğru bir biçimde belirlenmesi gerektiği belirtilmiştir. Ayrıca bu standartta verilen modeller çevre sıcaklığının dinamiklerini yeterince dikkate almamaktadır (He vd, 2000). Bu soruna bir çözüm olarak çevre sıcaklığının oluşturduğu dinamikleri de göz önüne alan bir ısı model Weekes (2004a) referansında verilmiştir. Bu modellerin bir başka olumsuz yanı da doğrusal olmayan yüklemelerden kaynaklanan ek ısınmaları dikkate almamasıdır. Savaghebi vd (2008a)’de verilen çalışmada bu modellerin harmonikli yükleme koşullarında transformatör sargı sıcaklığını düşük seviyelerde kestirdiğini göstermektedir. Bu yüzden bu koşulların da göz önüne alındığı bazı ısı modeller geliştirilmiş olup bunlardan iki tanesi Gouda vd (2012) ve Savaghebi vd (2008b)’da verilmiştir.

Transformatörlerin dinamik koşullardaki sıcaklık değerlerini izlemek için kullanılması önerilen ısı modellerden iki tanesi de IEC’nin (IEC 60076-7, 2005) standardında verilmiştir. Bu standartta ESNS değerinin hesabı için iki farklı yöntem sunulmuştur. Bu yöntemler “üslü eşitlikler çözüm yöntemi” ve “fark eşitlikleri çözüm yöntemi” adlarını almışlardır. Bu yöntemler sıcaklıkları zamanın, yük akımının ve çevre sıcaklığının bir işlevi olarak hesaplamayı sağlamaktadır. Üslü

eşitlikler çözüm yöntemi genel olarak bir adım işlevi biçiminde değişen yüklemelere daha uygun olup transformatör üreticileri tarafından gerçekleştirilen testler kullanılarak ısı aktarımı değişmezlerinin belirlenmesine özellikle uygundur. Üslü eşitlikler çözüm yöntemi her bir yük artışının yük azalmasını ve azalmanın da artışı izlemesi durumunda ve bu adımların uzun süreli olması durumunda doğru sonuçlar verir. Fark eşitlikleri çözüm yöntemi ise yüklemelerin ve çevre sıcaklıklarının zamana göre rasgele değişmesi durumunda bile transformatör sıcaklıklarının hesabında kullanılabilir. Bu yönü ile gerçek zamanlı izlemeye daha uygundur. Söz konusu ısı modellerin her ikisi çok az sayıda değişken kullanılarak transformatör ESNS ve TYS değerlerinin izlenmesine olanak verir. Fakat dağıtım transformatörleri için kullanılması önerilen değişmezlerin değerleri transformatörlerin boyutlarından veya kullanılan malzemelerden bağımsız olarak aynıdır. Fiziksel olarak 50 kVA ile 2500 kVA arasındaki transformatörlerin hepsinin aynı ısı değişmeze sahip olması imkânsızdır (Najar vd, 2015). Örneğin Kweon vd (2012) referansında verilmiş olan çalışmada standarda göre 1.1 ile 1.3 arasında olması gereken ESNS faktörünün (hot-spot faktörü) test edilen bir transformatörde 2 olarak elde edildiğini göstermektedir.

Literatürde öne çıkan transformatör dinamik ısı modellerinden biri de D. Susa tarafından önerilen modeldir. Susa tarafından geliştirilen ısı modelin dağıtım ve güç transformatörleri için geliştirilen iki farklı biçimine orijinal olarak Susa vd (2005a) ve Susa vd (2005b) kaynaklarından ulaşılabilir. Modellerin temeli aslında ilk kez Swift ve arkadaşları tarafından Swift vd (2001b) referansında ortaya konulmuştur. Bu modeller ısı aktarım kuramına, toplu kapasitans metodunun uygulanmasına, ısı-elektriksel analogiye ve doğrusal olmayan ısı direncin yeni bir tanımına dayanmaktadır. Susa modellerinde sıcaklığa bağlı olarak kayıplarda ve yağ akmazlığında meydana gelen değişimler de göz önüne alınmaktadır. Söz konusu ısı modellerde yağ akmazlığındaki değişimlere bağlı olarak yağın sıcaklık zaman değişiminin de değişimi sağlanmaktadır. Ayrıca, Susa tarafından önerilen yöntemlerdeki eşitlikler farklı transformatör tasarımları için transformatör yağının eşdeğer ısı kapasitesini kestirmeyi de sağlamaktadır.

Bu bölümde bahsedilen dinamik ısı modellerin her biri altbölümler altında açıklanarak modellerin matematiksel eşitlikleri verilmiştir. Bu modellerin başarımları

ayrıca deneysel olarak da bir sonraki bölümde incelenmiştir. Bunun için ONAN soğutmalı 30 kVA anma gücünde tek-fazlı yağlı tip bir dağıtım transformatörü kullanılmıştır. Deney sonucunda elde edilen gerçek TYS ve ESNS değerleri modellerin hesapladığı değerler ile karşılaştırılmıştır. Ayrıca, yöntemler kendi aralarında da karşılaştırılmıştır.

3.2.1. IEEE modelleri

Bu kısımda IEEE Std C57.91, 2011 standardında yağlı tip transformatörler için verilmiş olan iki farklı ısı model (Clause-7 ve Annex-G ısı modelleri) incelenmiştir. Matematiksel eşitlikleri verilen modeller bir sonraki bölümde deneysel çalışmalar ile test edilmiştir.

3.2.1.1. IEEE Clause-7 ısı modeli

IEEE Std C57.91, 2011 standardında verilmiş olan ısı modellerden biri genel olarak Clause-7 ısı modeli olarak adlandırılmakta olup sargı ve yağ sıcaklığının yük değişimine bağlı olarak hesaplanmasını sağlar. Bu modelde kullanılan m ve n üstel değişmezleri sıcaklık değişiminden dolayı yük kayıplarında ve transformatör yağının akmazlığında meydana gelen değişimlerin yaklaşık olarak hesaplanmasını sağlar. Dolayısıyla bu değişmezlerin değerleri soğutma biçimine göre farklı değerler almaktadır. Bu değişmezlerden m ONAN, ONAF ve OFAF soğutma için 0.8 ve ODAF soğutma için 1 alınmaktadır. Diğer değişmez n ise ONAN soğutma için 0.8, ONAF ve OFAF soğutma için 0.9 ve ODAF soğutma için 1 alınmaktadır. Bu değişmezlerin en doğru değerleri IEEE Std C57.119, 2001'de verilmiş olan aşırı yükleme test işlemi kullanılarak elde edilebilir. Bu modelde ESNS (θ_H) üç bileşenden (θ_A : çevre sıcaklığı, $\Delta\theta_{TO}$: TYS değerinin çevre sıcaklığı üzerindeki artışı, $\Delta\theta_H$: ESNS değerinin TYS değeri üzerindeki artışı) oluştuğu varsayılır.

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (3.6)$$

Bu modelde çevre sıcaklığının değişmez olduğu varsayılır. Değişken sıcaklıkların etkisi duruma göre göz önüne alınabilir. Bir yük değişiminden belli bir

zaman sonrasındaki TYS artışı için yağ zaman değişmezi (τ_{TO}) içeren aşağıdaki eşitlik kullanılır.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO-u} - \Delta\theta_{TO-i}) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO}}} \right) + \Delta\theta_{TO-i} \quad (3.7)$$

Burada t zamanı, $\Delta\theta_{TO-i}$ ve $\Delta\theta_{TO-u}$ yük değişiminin başlangıcında ve en sonundaki TYS artış değerlerini ifade eder. Bu değerler de TYS artışının anma değeri ($\Delta\theta_{TO-R}$) ve anma yük kayıplarının anma boşta kayıplara oranı (R) kullanılarak aşağıdaki eşitlikler yardımıyla hesaplanabilir.

$$\Delta\theta_{TO-i} = \Delta\theta_{TO-R} \left[\frac{K_i^2 R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (3.8)$$

$$\Delta\theta_{TO-u} = \Delta\theta_{TO-R} \left[\frac{K_u^2 R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (3.9)$$

Benzer biçimde yük değişimi sonrası ESNS değerinde meydana gelen değişimin hesabı için aşağıdaki eşitlik kullanılır.

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H-u} - \Delta\theta_{H-i}) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_w}} \right) + \Delta\theta_{H-i} \quad (3.10)$$

Burada $\Delta\theta_{H-i}$ ve $\Delta\theta_{H-u}$ yük değişiminin başlangıcında ve en sonundaki ESNS artış değerlerini ifade eder. Bu değerler de ESNS artışının anma değeri ($\Delta\theta_{H-R}$) kullanılarak aşağıdaki eşitlikler yardımıyla hesaplanabilir.

$$\Delta\theta_{H-i} = \Delta\theta_{H-R} K_i^{2m} \quad (3.11)$$

$$\Delta\theta_{H-u} = \Delta\theta_{H-R} K_u^{2m} \quad (3.12)$$

3.2.1.2. IEEE Annex-G ısı modeli

IEEE Std C57.91, 2011 standardının Annex-G ekinde verilen ısı modelde kullanılan eşitlikler Δt zaman aralıkları boyunca enerjinin korunumu göz önüne alınarak elde edilmiş eşitliklerdir. Eşitlikler ile t_1 anındaki sıcaklıklar $t_1 + \Delta t = t_2$ anındaki sıcaklıkların hesaplanmasında kullanılmaktadır. Her bir zaman adımının sonunda

sıcaklığa bağlı olarak dirençteki değişim ve yük hesaba katılarak kayıplar hesaplanır. Ayrıca, akışkan akmazlığında sıcaklığa bağlı olarak meydana gelen değişimler de eşitliklerde göz önüne alınır. Hesaplamalarda bir önceki adımdan elde edilen değerler bir sonraki adımda kullanılmakta olup iteratif (yinelemeli) bir hesaplama yapılmamaktadır. ESNS aşağıdaki eşitlikte verildiği gibi 4 farklı bileşenden oluşur.

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{BO} + \Delta\theta_{WO/BO} + \Delta\theta_{H/WO} \quad (3.13)$$

Burada, $\Delta\theta_{BO}$ alt yağ sıcaklığının çevre sıcaklığına göre artışını, $\Delta\theta_{WO/BO}$ ESN'daki yağın alt yağ sıcaklığına göre artışını ve $\Delta\theta_{H/WO}$ ESNS'nin ESN civarındaki yağa göre sıcaklık artışını göstermektedir. t_1 ile t_2 zaman aralığı boyunca sargılarda ortaya çıkan ısı ($Q_{GEN,W}$):

$$Q_{GEN,W} = K^2 \left[P_W K_W + \frac{P_E}{K_W} \right] \quad (3.14)$$

ile hesaplanır. Burada K o andaki yükün anma yüküne oranını, P_W sargıların anma yükündeki $I^2 R$ kayıplarını, P_E sargıların anma yükündeki Girdap kayıplarını ve K_W sargıların kayıpları için sıcaklık düzeltme katsayısını ifade etmektedir. Bu katsayı

$$K_W = \frac{\theta_{W-1} + \theta_K}{\theta_{W-R} + \theta_K} \quad (3.15)$$

eşitliği ile elde edilmekte olup burada, θ_{W-1} başlangıçtaki OSS değerini, θ_{W-R} anma yükündeki OSS değerini ve θ_K sargı iletkeninin cinsine bağlı bir sıcaklık faktörünü gösterir. Bu faktör bakır için 234,5 °C ve alüminyum için 225 °C'dir. Sargıların t_1 ile t_2 zaman aralığı boyunca kaybettiği ısı, ONAN, ONAF ve OFAF soğutma modu için

$$Q_{LOST,W} = \left[\frac{\theta_{W-1} - \theta_{DAO-1}}{\theta_{W-R} - \theta_{DAO-R}} \right]^{5/4} \left[\frac{\mu_{W-R}}{\mu_{W-1}} \right]^{1/4} (P_W + P_E) \Delta t \quad (3.16)$$

ve ODAF soğutma modu için

$$Q_{LOST,W} = \left[\frac{\theta_{W-1} - \theta_{DAO-1}}{\theta_{W-R} - \theta_{DAO-R}} \right] (P_W + P_E) \Delta t \quad (3.17)$$

ile hesaplanır. Bu hesaplamalardaki akma sıcaklık değerlerinin hesabında kullanılan genel eşitlik

$$\mu = De^{G/(\theta+273)} \quad (3.18)$$

biçimindedir. Burada OSS hesabında kullanılan akma sıcaklık (μ_{W-1}) değerinin hesabında kullanılacak sıcaklık değeri, OSS ile ortalama kanal yağı sıcaklıklarının ortalamalarına eşit olduğu varsayılır.

$$\theta = \frac{\theta_{W-1} + \theta_{DAO-1}}{2} \quad (3.19)$$

eşitliği kullanılır. Anma akma sıcaklık (μ_{W-R}) değerinin hesabı için ise

$$\theta = \frac{\theta_{W-R} + \theta_{DAO-R}}{2} \quad (3.20)$$

eşitliği kullanılır. Sargıların (kütle x ısı kapasite) ($M_w C_{p_w}$) değeri sargı zaman değişmezi kullanılarak elde edilebilir. Bu değişmez de fabrika deney raporlarındaki soğuma eğrisinden veya yaklaşık bir değer kullanılarak bulunabilir. Dolayısıyla bu değer için aşağıdaki eşitlik geçerlidir.

$$M_w C_{p_w} = \frac{(P_w + P_e) \tau_w}{\theta_{W-R} - \theta_{DAO-R}} \quad (3.21)$$

Sonuç olarak, bulunan değerler kullanılarak t_2 anındaki OSS aşağıdaki eşitlik ile elde edilir.

$$\theta_{W-2} = \frac{Q_{GEN,W} - Q_{LOST,W} + M_w C_{p_w} \theta_{W-1}}{M_w C_{p_w}} \quad (3.22)$$

Sargı kanal yağı sıcaklığının alt yağ sıcaklığı üzerindeki artışı,

$$\Delta\theta_{DO/BO} = \theta_{TDO} - \theta_{BO} = \left[\frac{Q_{LOST,W}}{(P_w + P_e) \Delta t} \right]^x (\theta_{TDO-R} - \theta_{BO-R}) \quad (3.23)$$

eşitliği ile hesaplanır. Buradaki x değeri ONAN, ONAF, OFAF soğutma modları için 0.5 ve ODAF soğutma modu için 1 alınmaktadır. Bulunan bu sıcaklık alt yağ sıcaklığına eklendiğinde kanal üst yağ sıcaklığı elde edilir.

$$\theta_{TDO} = \Delta\theta_{DO/BO} + \theta_{BO} \quad (3.24)$$

ESN bitişiğindeki yağın sıcaklığı (θ_{wo}) ise ESN yüksekliği (H_{HS}) de kullanılarak

$$\theta_{wo} = \theta_{BO} + H_{HS} (\theta_{TDO} - \theta_{BO}) \quad (3.25)$$

ile elde edilir. Bu değer en az kanal üst yağ sıcaklığına eşittir. Bu yüzden, eğer $\theta_{TDO} < \theta_{TO}$ ise $\theta_{wo} = \theta_{TO}$ olarak güncellenir. ESNS hesabında OSS hesabında olduğu gibi öncelikle ESN'da üretilen ve kaybolan ısının hesabı yapılır. ESN'da üretilen ısı ($Q_{GEN,HS}$) için kullanılacak eşitlik

$$Q_{GEN,HS} = K^2 \left[P_{HS} K_{HS} + \frac{P_{EHS}}{K_{HS}} \right] \quad (3.26)$$

biçimindedir. Bu eşitlikteki P_{HS} ESN'da anma yükünde ve anma ESNS değerinde oluşan sargı I^2R kayıpları olup aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$P_{HS} = \left(\frac{\theta_{H-R} + \theta_K}{\theta_{W-R} + \theta_K} \right) P_W \quad (3.27)$$

P_{EHS} ise ESN'daki Girdap kayıpları olup ESN'daki birim(pu) girdap kaybı (E_{HS}) kullanılarak

$$P_{EHS} = E_{HS} P_{HS} \quad (3.28)$$

eşitliği ile hesaplanır. Son eşitlikteki E_{HS} değeri eğer bilinmiyorsa kestirilebilir. Öyle ki, bu değer sargının Girdap kayıplarının direnç kayıplarına (I^2R) oranından küçük olamaz. Yani,

$$E_{HS} \geq \frac{P_E}{P_W} \quad (3.29)$$

olmalıdır. Aynı eşitlikteki K_{HS} ise ESN'daki kayıplar için sıcaklık düzeltme katsayısı olup aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$K_{HS} = \frac{\theta_{H-1} + \theta_K}{\theta_{H-R} + \theta_K} \quad (3.30)$$

ESN'da kaybolan ısı ($Q_{LOST,HS}$) ise ONAN, ONAF ve OFAF soğutma modları için

$$Q_{LOST,HS} = \left[\frac{\theta_{H-1} - \theta_{WO}}{\theta_{H-R} - \theta_{WO-R}} \right]^{5/4} \left[\frac{\mu_{HS-R}}{\mu_{HS-1}} \right]^{1/4} (P_{HS} + P_{EHS}) \Delta t \quad (3.31)$$

ve ODAF soğutma modu için

$$Q_{LOST,HS} = \left[\frac{\theta_{H-1} - \theta_{WO-1}}{\theta_{H-R} - \theta_{WO-R}} \right] (P_{HS} + P_{EHS}) \Delta t \quad (3.32)$$

eşitlikleri ile hesaplanır. Burada yağın ESN'daki akma sıcaklığı (μ_{HS-1}) için kullanılacak sıcaklık

$$\theta = \frac{\theta_{H-1} + \theta_{WO-1}}{2} \quad (3.33)$$

ile elde edilir. Ayrıca, ESN'daki yağın anma yükündeki akma sıcaklık değerinin (μ_{HS-R}) hesabı için kullanılacak sıcaklık değeri

$$\theta = \frac{\theta_{H-R} + \theta_{WO-R}}{2} \quad (3.34)$$

ile elde edilir. Sonuç olarak t_2 anındaki ESNS,

$$\theta_{H-2} = \frac{Q_{GEN,HS} - Q_{LOST,HS} + M_w C_p \theta_{H-1}}{M_w C_p} \quad (3.35)$$

eşitliği kullanılarak bulunur. Sargıların, çekirdeğin ve stray kayıplarının ürettiği ısı yağa geçen ısıdır. Bu ısının bir kısmı çevre sıcaklığı ile temasta olan tank üzerinden dışarıya verilirken bir kısmı transformatör yağı, tankı ve çekirdeğinde ısı enerjisi olarak kalır. Çekirdeğin ürettiği ısı sıcaklık ile çok az değişir. Fakat buradaki hesaplamalarda çekirdek kayıpları değişmez varsayılır. Aslında bu kayıplar gerilimin değişimi durumunda değişir. Çekirdek tarafından verilen ısı,

$$Q_C = P_{C,R} \Delta t \quad (3.36)$$

ile hesaplanır. Burada $P_{C,R}$ anma çekirdek kayıplarını temsil eder. Stray kayıplarından dolayı açığa çıkan ısı,

$$Q_S = \left[\frac{K^2 P_S}{K_W} \right] \Delta t \quad (3.37)$$

ile hesaplanır. Yağın çevreye verdiği ısı ise üretilen toplam kayıplar üzerinden aşağıdaki iki eşitlik kullanılarak elde edilir.

$$P_T = P_W + P_E + P_S + P_C \quad (3.38)$$

$$Q_{LOST,O} = \left[\frac{\theta_{AO-1} - \theta_{A-1}}{\theta_{AO-R} - \theta_{A-R}} \right]^{1/y} P_T \Delta t \quad (3.39)$$

Son eşitlikteki y değeri ONAN için 0.8, ONAF ve OFAF için 0.9 ve ODAF için 1 alınmaktadır. Transformatörde kalan ısıyı hesaplamak için ısı kapasitenin ($\sum MCp$) hesaplanması gerekir. Bu değer aşağıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$\sum MCp = M_{TANK} Cp_{TANK} + M_{CORE} Cp_{CORE} + M_{OIL} Cp_{OIL} \quad (3.40)$$

Burada M_{TANK} , M_{CORE} ve M_{OIL} sırasıyla transformatör tankının, çekirdeğinin ve yağının kütlesidir. Cp_{TANK} , Cp_{CORE} ve Cp_{OIL} ise sırasıyla tankın, çekirdeğin ve yağın birim kütlesinin ısı kapasitesidir. Çekirdeğin ağırlığını (M_{CORE}) elde edebilmek için sargı ağırlığı toplam çekirdek-sargı ağırlığından çıkarılmalıdır. Sargı ağırlığı,

$$M_W = \frac{M_W Cp_W}{Cp_W} \quad (3.41)$$

ile hesaplanacak olursa, çekirdeğin ağırlığı

$$M_{CORE} = M_{CC} - M_W \quad (3.42)$$

ile bulunur. Dolayısıyla yağın ortalama sıcaklığı,

$$\theta_{AO-2} = \frac{Q_{LOST,W} + Q_S + Q_C - Q_{LOST,O} + (\sum MCp) \theta_{AO-1}}{\sum MCp} \quad (3.43)$$

ile elde edilir. Üst ve alt yağ sıcaklığının hesabında kanal yağ sıcaklık artışının hesaplandığı eşitliğe benzer bir eşitlik kullanılır.

$$\Delta\theta_{T/B} = \theta_{TO} - \theta_{BO} = \left[\frac{Q_{LOST,O}}{P_T \Delta t} \right]^z (\theta_{TO-R} - \theta_{BO-R}) \quad (3.44)$$

Bu eşitlikteki z değeri ONAN ve ONAF soğutma modu için 0.5 alınır. OFAF ve ODAF soğutma modu için bu değer 1 alınır. Üst ve alt yağ sıcaklıkları aşağıdaki iki eşitlik ile elde edilir.

$$\theta_{BO} = \theta_{AO} - \frac{\Delta\theta_{T/B}}{2} \quad (3.45)$$

$$\theta_{TO} = \theta_{AO} + \frac{\Delta\theta_{T/B}}{2} \quad (3.46)$$

Burada, θ_{BO} alt yağ sıcaklığını, θ_{TO} üst yağ sıcaklığını, θ_{AO} ortalama yağ sıcaklığını ve $\Delta\theta_{T/B}$ üst ve alt radyatör yağ sıcaklıkları arasındaki farkı göstermektedir.

3.2.2. IEC modelleri

Bu kısımda IEC 60076-7, 2005 standardında yağlı tip transformatörler için verilmiş olan iki farklı ısıl model (üslü eşitlikler çözüm yöntemi ve fark eşitlikleri çözüm yöntemi) incelenmiştir. Matematiksel eşitlikleri verilen modeller bir sonraki bölümde deneysel çalışmalar ile test edilmiştir.

3.2.2.1. IEC üslü eşitlikler çözüm yöntemi

IEC 60076-7, 2005 standardında verilmiş olan hesaplamalar anma kayıplarında TYS değerinin çevre sıcaklığı üzerindeki artışı ($\Delta\theta_{TO-R}$) ve anma akımında ESNS değerinin TYS üzerindeki artışı ($\Delta\theta_{H-R}$) üzerine kuruludur. ESNS; çevre sıcaklığının, TYS artışının ve ESNS değerinin TYS üzerindeki artışının toplamına eşittir. Bu yöntemde yükte meydana gelen değişime bağlı olarak sıcaklıklarda oluşan artış ve azalış iki ayrı eşitlik ile modellenmektedir. Bu yöntemde göre bir K yük faktörüne uygun olarak sıcaklık artışı aşağıdaki eşitlik ile bulunabilir.

$$\theta_H(t) = \theta_A + \Delta\theta_{TO-i} + \left\{ \Delta\theta_{TO-R} \cdot \left[\frac{1+R \cdot K^2}{1+R} \right]^x - \Delta\theta_{TO-i} \right\} \cdot f_1(t) + \Delta\theta_{H-i} + \left\{ H \cdot g_r \cdot K^y - \Delta\theta_{H-i} \right\} \cdot f_2(t) \quad (3.47)$$

Bu eşitlikteki $\theta_H(t)$ ESNS değerini, θ_A çevre sıcaklığını, $\Delta\theta_{TO-i}$ yük değişimi öncesi TYS artışını, R anma akımında yük kayıplarının boşa kayıplara oranını, K yük düzeyini, $\Delta\theta_{H-i}$ yük değişimi öncesi en sıcak noktanın tepe yağ sıcaklığına göre sıcaklık artışını ifade eder. Ayrıca, H en sıcak nokta sıcaklık faktörünü (hot-spot faktörü) ve g_r anma akımında OSS ile ortalama yağ sıcaklığı arasındaki farkı (gradientini) göstermektedir. Bu eşitlikteki x ve y değerleri transformatörün soğutma tipine bağlı olarak değişen üs değişmezleridir. Ayrıca $f_1(t)$ ve $f_2(t)$ işlevleri ise sırasıyla TYS artışının ve ESNS artışının kararlı durumdaki değerlere göre bağlı artışını gösteren işlevlerdir. Zamana bağlı olarak değişen bu işlevler aşağıdaki gibi tanımlıdır.

$$f_1(t) = (1 - e^{-t/(k_{11} \cdot \tau_{TO})}) \quad (3.48)$$

$$f_2(t) = k_{21} \cdot (1 - e^{-t/(k_{22} \cdot \tau_w)}) - (k_{21} - 1) \cdot (1 - e^{-t \cdot k_{22} / \tau_w}) \quad (3.49)$$

Bu eşitliklerdeki τ_{TO} ve τ_w sırasıyla yağ ve sargının sıcaklık zaman değişmezidir. τ_{TO} , τ_w , k_{11} , k_{21} ve k_{22} değişmezleri transformatöre özel değişen değişmezler olup ısınma deneyleri ile bulunabilmektedir. Bu değişmezlerin bilinmediği durumda ilgili standart tarafından Çizelge 3.1’de verilmiş olan değerlerin kullanılması önerilmektedir.

Bu yöntemle göre bir K yük faktörüne uygun olarak sıcaklıkta meydana gelen azalma için aşağıdaki eşitlik kullanılır.

$$\theta_H(t) = \theta_A + \Delta\theta_{TO-R} \cdot \left[\frac{1+R \cdot K^2}{1+R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{TO-i} - \Delta\theta_{TO-R} \cdot \left[\frac{1+R \cdot K^2}{1+R} \right]^x \right\} \cdot f_3(t) + H \cdot g_r \cdot K^y \quad (3.50)$$

Buradaki $f_3(t)$ işlevi TYS değerinin çevre sıcaklığına olan farkından oluşan oransal azalmayı temsil eder. Bu işlevin her hangi bir andaki değeri aşağıdaki eşitlik ile bulunabilmektedir.

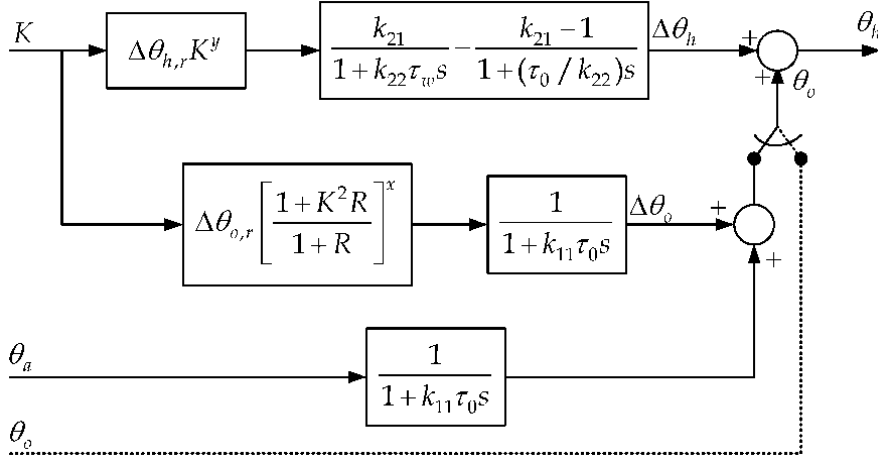
$$f_3(t) = e^{-t/(k_{11} \cdot \tau_{TO})} \quad (3.51)$$

Çizelge 3.1. Üslü eşitliklerde kullanılması önerilen değişmezler (IEC 60076-7, 2005)

	Dağ. Trans.	Orta ve büyük güç transformatörleri						
	ONAN	Sınırlı ONAN	ONAN	Sınırlı ONAF	ONAF	Sınırlı OF	OF	OD
x	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.0	1.0	1.0
y	1.6	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	2.0
k_{11}	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0
k_{21}	1.0	3.0	2.0	3.0	2.0	1.45	1.3	1.0
k_{22}	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0	1.0
τ_{TO}	180	210	210	150	150	90	90	90
τ_w	4	10	10	7	7	7	7	7

3.2.2.2. IEC fark eşitlikleri çözüm yöntemi

Fark eşitlikleri çözüm yöntemi, yükün ve çevre sıcaklığının zamana göre rastgele değiştiği koşullarda hesaplama yapmaya elverişli bir yöntemdir. Yöntemin s-domainindeki blok şema gösterimi Şekil 3.6'da verilmiştir. Burada Laplace değişkeni değişimi temsil etmektedir. Bu şemanın üst kısımdaki ardışık iki blok ESNS değerine etki eden dinamikleri temsil ederken orta kısımdaki ardışık iki blok TYS değerinde meydana gelecek değişimleri hesaplamaktadır. Aynı şekilde de anlaşılacağı üzere ESNS hesaplanan TYS yerine doğrudan ölçülen TYS ile de elde edilebilmektedir.



Şekil 3.6. Fark eşitlikleri çözüm yönteminin blok şema gösterimi (IEC 60076-7, 2005)

Fark eşitlikleri çözüm yönteminin gerçek zamanlı hesaplamaları için öncelikle TYS ve ESNS başlangıç değerleri belirlenir. Eğer başlangıç değerleri mevcut değilse aşağıdaki üç eşitlik ile başlangıç değerleri hesaplanır.

$$\theta_{TO}(t_0) = \theta_A + \Delta\theta_{TO-R} \cdot \left[\frac{1 + R \cdot K^2}{1 + R} \right]^x \quad (3.52)$$

$$\Delta\theta_{H-1}(t_0) = k_{21} \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{H-R} \quad (3.53)$$

$$\Delta\theta_{H-2}(t_0) = (k_{21} - 1) \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{H-R} \quad (3.54)$$

Başlangıç değerlerinin elde edilmesinin ardından her bir zaman aralığı için sırasıyla aşağıdaki hesaplamalar yapılır. Öncelikle TYS değerinde meydana gelen değişim ve TYS için aşağıdaki iki eşitlik kullanılır.

$$D\Delta\theta_{TO}(t_k) = \frac{Dt}{k_{11}\tau_{TO}} \left[\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \cdot \Delta\theta_{TO-R} - [\theta_{TO}(t_{k-1}) - \theta_A(t_k)] \right] \quad (3.55)$$

$$\theta_{TO}(t_k) = \theta_{TO}(t_{k-1}) + \Delta\theta_{TO}(t_k) \quad (3.56)$$

ESNS değerinin hesabı için de aşağıdaki eşitlikler kullanılır.

$$D\Delta\theta_{H-1}(t_k) = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} \left[k_{21} \cdot \Delta\theta_{H-R} \cdot K(t_k)^y - \Delta\theta_{H-1}(t_{k-1}) \right] \quad (3.57)$$

$$D\Delta\theta_{H-2}(t_k) = \frac{Dt}{(1/k_{22})\tau_{TO}} \left[(k_{21}-1) \cdot \Delta\theta_{H-R} \cdot K(t_k)^y - \Delta\theta_{H-2}(t_{k-1}) \right] \quad (3.58)$$

$$\Delta\theta_{H-1}(t_k) = \Delta\theta_{H-1}(t_{k-1}) + D\Delta\theta_{H-1}(t_k) \quad (3.59)$$

$$\Delta\theta_{H-2}(t_k) = \Delta\theta_{H-2}(t_{k-1}) + D\Delta\theta_{H-2}(t_k) \quad (3.60)$$

$$\Delta\theta_H(t_k) = \Delta\theta_{H-1}(t_k) - \Delta\theta_{H-2}(t_k) \quad (3.61)$$

$$\theta_H(t_k) = \theta_{TO}(t_k) + \Delta\theta_H(t_k) \quad (3.62)$$

Aynı eşitlikler her bir adımda yinelemeli olarak kullanılarak transformatörün TYS ve ESNS değerleri güncellenerek elde edilir.

3.2.3. Susa ısı modeli

Bir transformatöre anma değerlerinin üstünde yükleme yapılırken dikkate alınması gereken en kritik değişken sargı ESNS değeridir. Bu sıcaklığın değeri de başta transformatörün yükleme değeri olmak üzere çevre sıcaklığına, transformatör yağının fiziksel ve kimyasal özelliklerine, transformatörün soğutma biçimine, transformatörün geometrik yapısına ve akımın ve gerilimin harmonik bileşenlerine bağlıdır. Yük değişimi nedeniyle transformatör soğutma yağının sıcaklığında meydana gelen değişimler yağın akmazlığında değişime neden olmakta ve bu da fiziksel özelliklerin dinamik bir biçimde değişime uğradığını göstermektedir. Bu nedenle transformatörlerin ESNS doğrusal olmayan değişkenlerin etkisi ile kestirimi oldukça karmaşık hesaplamaları gerektirir.

Literatürde transformatörler için önerilmiş olan ısı modellerin çoğu sıcaklıkları sürekli durumda büyük doğrulukla kestirebilmektedir. Fakat aynı ısı modellerin yük değişimleri nedeniyle meydana gelen geçici durumlarda yaptığı sıcaklık kestirimleri hala yeterli başarıyı gösterememektedir. Ayrıca, bu yöntemlerin çoğu çok sayıda tasarım değişiminin yanında deneysel sonuçları da kullanmaktadır. İşte bu sorunlara çözüm olarak literatürde transformatör ESNS değerini kestirmek için önerilen yöntemlerden biri de Dejan Susa tarafından önerilen yöntemdir.

Deneysel çalışmalar TYS değerlerinin hesabında kullanılan zaman değişiminin IEC veya IEEE tarafından önerilen değerlerden daha küçük olduğunu göstermektedir. Bu da standartlardaki yağ zaman değişimlerini kullanılarak elde edilen ESNS değerinin gerçek değerlerin altında olmasına neden olmaktadır (Susa,

2005). Hâlbuki transformatörlerin yağ sıcaklığı zaman değişmezleri sıcaklığa bağlı olarak yağın fiziksel özelliklerinin değişmesine bağlı olarak değişir. Bu durum Susa tarafından önerilen ısıl modellerde dikkate alınmaktadır.

Yöntem ısıl büyüklükler ile elektriksel büyüklükler arasında benzerlik kurmakta ve bu benzerlikten yararlanarak transformatör sıcaklık değerlerini bir devre çözümü yapar gibi hesaplamaktadır. Benzer özellikler taşıyan değişmez ve değişkenler Çizelge 3.2’de verilmiştir.

Çizelge 3.2. Isıl-Elektriksel Analojide kullanılan büyüklükler (Susa, 2005)

Isıl Büyüklükler		Elektriksel Büyüklükler	
Üretilen ısı [W]	q	Akım	I [A]
Sıcaklık [$^{\circ}\text{C}$]	θ	Gerilim	U [V]
Isıl direnç [$^{\circ}\text{C}/\text{W}$]	R_{th}	Direnç	R [Ω]
Isıl kapasite [$\text{J}/^{\circ}\text{C}$]	C_{th}	Elektriksel kapasite	C [F]

Burada, ısıl direnci bir malzemenin ısı akışına karşı gösterdiği zorluk olarak tanımlayabiliriz. Benzer şekilde ısıl kapasite bir malzemenin ısı enerjisi depolama yeteneği olarak düşünebiliriz. Yağın ısıl direnci sıcaklığa bağlı olarak değişen bir değişkendir. Bu yüzden bu değer doğrusal olmayan bir değişken olarak göz önüne alınmaktadır. Susa’nın geliştirdiği modelde ısıl kapasite değişmez varsayılırken ısıl dirençler sıcaklığa bağlı olarak değişen değerlere sahiptir. Isıl dirençlerin değişken olması sıcaklığın transformatör yağının diğer fiziksel değerlerinin yanında akamazlığında önemli ölçüde değişimlere neden olması ve ısıl direncin akamazlığın bir işlevi olmasından ileri gelmektedir (Susa vd, 2005b; Pierce, 1992). Bu durum yağın fiziksel özelliklerinin verildiği Çizelge 3.3’te açık bir şekilde görülmektedir. Çizelgedeki değerlerden akamazlık değeri diğer değişkenlerin yanında sıcaklığa en bağımlı değişken olarak görülmektedir. Diğer değişkenler ise akamazlık yanında değişmez kabul edilebilir (Susa vd, 2005a).

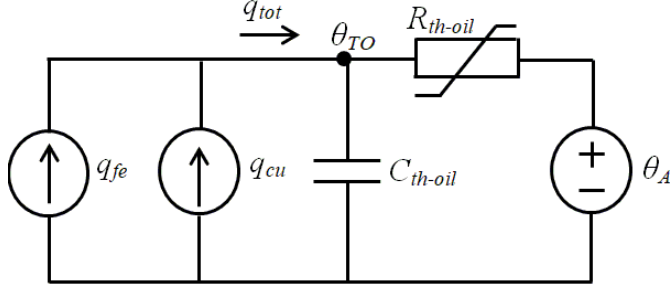
Çizelge 3.3. Transformatör yağının ısıl karakteristik çizelgesi (Susa vd, 2005a)

A_1^a θ Sıcaklık $^{\circ}C$	A_2^a ρ Yoğunluk kg/m^3	A_3^a c_p Birim ısı kapasitesi $Ws/(kg^{\circ}C)$	A_4^a k Isıl iletkenlik $W/(m^{\circ}C)$	A_5^a β Isıl genleşme katsayısı $1/^{\circ}C$	A_6^a μ Kinematik akmazlık m^2/s
-15	902	1700	0.1341	6.2×10^{-4}	450×10^{-6}
-5	896	1740	0.1333	6.4×10^{-4}	180×10^{-6}
5	890	1785	0.1326	6.7×10^{-4}	85×10^{-6}
15	884	1825	0.1318	6.9×10^{-4}	45×10^{-6}
25	879	1870	0.1310	7.15×10^{-4}	27×10^{-6}
35	873	1910	0.1303	7.40×10^{-4}	17×10^{-6}
45	867	1950	0.1295	7.65×10^{-4}	11.5×10^{-6}
55	861	1995	0.1287	7.8×10^{-4}	8.2×10^{-6}
65	855	2040	0.1280	7.9×10^{-4}	6.1×10^{-6}
75	849	2080	0.1272	7.95×10^{-4}	4.7×10^{-6}
85	844	2120	0.1264	8.00×10^{-4}	3.8×10^{-6}
100	835	2180	0.1253	8.00×10^{-4}	3.0×10^{-6}

Susa tarafından ortaya konulan model iki alt-modelden oluşmaktadır. Bunlar, TYS ve ESNS modelleridir.

3.2.3.1. SUSA tepe yağ sıcaklık modeli

Susa tarafından güç ve dağıtım transformatörleri için önerilen ısıl modelde TYS (θ_{TO}) ve ESNS (θ_H) iki ayrı eşdeğer devre ile temsil edilir. Şekil 3.7’de verilmiş olan TYS ısıl eşdeğer devresine göre demir ve bakır kayıpları (q_{fe} ve q_{cu}) iki farklı bağımsız akım kaynağı olarak modellenir. Çevre sıcaklığı (θ_A) ise bir bağımsız gerilim kaynağı olarak modellenmiştir. Ayrıca transformatör soğutma yağının ısıl direnci (R_{th-oil}) sıcaklık ile değişen doğrusal olmayan bir direnç ile modellenmiştir. Aynı şekilde verilmiş olan C_{th-oil} yağın ısıl kapasitesini ve q_{tot} ise transformatörün toplam kayıplarını gösterir.



Şekil 3.7. Susa tarafından önerilen TYS modeli eşdeğer devresi (Susa vd, 2005b)

Bu eşdeğer ısı devreye uygun olarak yazılan diferansiyel eşitliğin son hali

$$\frac{1+R \cdot K^2}{1+R} \cdot \mu_{pu}^n \cdot \Delta \theta_{TO-R} = \mu_{pu}^n \cdot \tau_{TO} \cdot \frac{d\theta_{TO}}{dt} + \frac{(\theta_{TO} - \theta_A)^{1+n}}{\Delta \theta_{TO-R}^n} \quad (3.63)$$

ile verilmektedir. Bu eşitlikteki R transformatörün anma durumundaki bakır kayıplarının demir kayıplarına oranına eşittir.

$$R = \frac{q_{cu}}{q_{fe}} \quad (3.64)$$

K ise transformatörün birim(pu) olarak akım değeridir.

$$K = \frac{I}{I_{rated}} \quad (3.65)$$

Aynı eşitlikte yer alan birim(pu) akımlılığın (μ_{pu}) hesabı

$$\mu = 0.0000013573 \cdot e^{\left[\frac{2797.3}{\theta_{TO} + 273} \right]} \quad (3.66)$$

$$\mu_{pu} = \frac{\mu}{\mu_{rated}} \quad (3.67)$$

ile hesaplanmaktadır. (3.63) eşitliğinde yer alan anma tepe yağ zaman değişmezi (τ_{TO})

$$\tau_{TO} = \frac{C_{th-oil} \cdot \Delta \theta_{TO-R}}{P} \cdot 60 \quad (3.68)$$

eşitliği ile tanımlıdır. Bu eşitlikteki P anma yükündeki toplam transformatör kayıplarını ve $\Delta \theta_{TO-R}$ TYS değerinin çevre sıcaklığına göre artışının anma değeridir.

C_{th-oil} ise transformatör yağının ısı kapasitesi olup M_{CC} , M_{TANK} ve M_{FLUID} sırasıyla kg cinsinden çekirdeğin ve sargının ağırlığı, tankın ağırlığı ve soğutma yağının ağırlığı olmak üzere dış soğutması olan transformatörlerde bu değer

$$C_{th-oil} = 0.48 \cdot M_{FLUID} \quad (3.69)$$

ile hesaplanır. Dış soğutması olmayan transformatörlerde ise bu değer

$$C_{th-oil} = 0.132 \cdot M_{CC} + 0.0882 \cdot M_{TANK} + 0.40 \cdot M_{FLUID} \quad (3.70)$$

eşitliği ile hesaplanması önerilmektedir.

(3.63) eşitliğindeki n değişiminin değeri transformatörün soğutma biçimine ve çalışma durumuna bağlı olarak Çizelge 3.4’de verilmiştir.

Çizelge 3.4. TYS modelinin n -değişiminin soğutma biçimine ve çalışma durumuna göre değerleri (Susa vd, 2005a)

Yağ sirkülasyonu	n		
	Dış soğutmalı		Dış soğutma yok
	ONAF/OFAF	ONAN	ONAN
Soğuk durumdan çalıştırma	0.5	0	0.25
Yükte sürekli çalışma	0.2	0.25	0.25

(3.63) eşitliğini kullanarak TYS değerlerini hesaplamak için Runge-Kutta benzeri bir sayısal çözümleme metodu kullanılmalıdır. Bu eşitliğin çözümü için

değişmezler: R , n , τ_{TO} , $\Delta\theta_{TO-R}$;

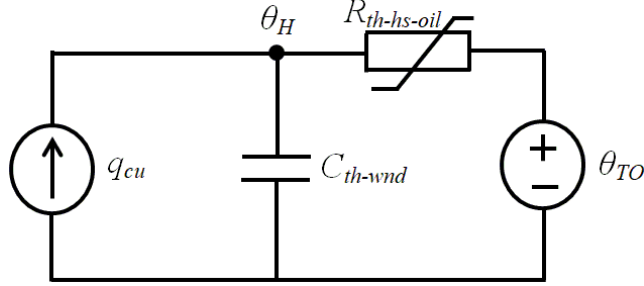
giriş değişkenleri: K , μ_{pu} , θ_A ;

çıkış değişkeni: θ_{TO} ;

bağımsız değişken: t olarak alınmalıdır (Susa vd, 2005a; Susa vd, 2005b).

3.2.3.2. SUSA en sıcak nokta sıcaklık modeli

ESNS değerinin hesabı için kullanılan eşdeğer ısı devre Şekil 3.8’de verilmiştir. Bu devrede yer alan C_{th-wnd} sargının ısı kapasitesini, θ_H ESNS değerini ve $R_{th-hs-oil}$ sargı-yağ arası ısı direnci gösterir.



Şekil 3.8. SUSA ESNS modeli eşdeğer devresi (Susa vd, 2005b)

SUSA’nın ESNS modelinde transformatörün bakır kayıpları bir ideal akım kaynağı gibi modellenir, TYS da bir ideal gerilim kaynağı olarak modellenmektedir. Şekil 3.8’de verilen eşdeğer ısı modelden elde edilen ve sargının ESNS değerini modelleyen diferansiyel eşitliğin son hali

$$\{K^2 \cdot P_{cu,pu}(\theta_H)\} \cdot \mu_{pu}^n \cdot \Delta\theta_{H-R} = \mu_{pu}^n \cdot \tau_w \cdot \frac{d\theta_H}{dt} + \frac{(\theta_H - \theta_{TO})^{1+n}}{\Delta\theta_{H-R}^n} \quad (3.71)$$

olarak verilmektedir. Bu eşitlikteki τ_w sargı sıcaklık zaman değişmezini ifade etmekte olup değeri genellikle 5 ila 10 dakika arasındadır. Aynı eşitlikte yer alan n -değişmezlerinin seçimi Çizelge 3.5’a göre yapılmalıdır.

Çizelge 3.5. ESNS modeli için n -değişmezinin soğutma biçimine ve çalışma durumuna göre değerleri (Susa vd, 2005a)

Yağ sirkülasyonu	n	
	Dış soğutmalı	Dış soğutma yok
	ONAN/ONAF/OFAF	ONAN
Soğuk durumdan çalıştırma	2	0.25
Yükte sürekli çalışma	0.2	0.25

(3.71) eşitliği TYS değerini temsil eden (3.63) eşitliğinde olduğu gibi bir sayısal çözümleme yöntemi kullanılarak adım adım hesaplanmalıdır. Bu eşitlikteki değişkenler şu şekilde sınıflandırılabilir;

değişmezler: $n, \tau_w, \Delta\theta_{H-R} (=H \cdot g_r), P_{cu-dc,pu}, P_{cu-eddy,pu}$;

giriş değişkenleri: K, μ_{pu}, θ_{TO} ; (Bu eşitlikteki θ_{TO} çıkış değişkeni olup iki model kaskad olarak kullanılmalıdır)

çıkış değişkeni: θ_H

bağımsız değişken: t olarak alınır.

(3.71) ile verilen diferansiyel eşitliğin her bir adımında en sıcak noktadaki pu bakır kayıpları ($P_{cu,pu}$) bu noktadaki sıcaklığa (θ_H) bağlı olarak (3.72) eşitliği ile güncellenmektedir.

$$P_{cu,pu}(\theta_H) = P_{cu,dc,pu} \cdot \frac{\theta_k + \theta_H}{\theta_k + \theta_{H-R}} + P_{cu,eddy,pu} \cdot \frac{\theta_k + \theta_{H-R}}{\theta_k + \theta_H} \quad (3.72)$$

(3.72) eşitliğindeki $P_{cu,dc,pu}$ ve $P_{cu,eddy,pu}$ değerleri transformatörün anma yükündeki DA ve Girdap kayıplarıdır. Aynı eşitlikteki θ_k değeri bakır iletkenli transformatörler için 235 K ve alüminyum iletkenli transformatörler için 225 K olan bir değişmeztir.

Sonuç olarak Susa tarafından önerilen ısı modelin eşitlikleri (3.63), (3.66), (3.67), (3.71) ve (3.72) ile verilen eşitlikler olup bu eşitlikler Runge-Kutta veya Euler yöntemi gibi bir sayısal çözümleme yöntemi kullanılarak transformatörün dinamik koşullardaki sıcaklık değerlerinin elde edilmesi sağlanmaktadır. Bu eşitliklerin çözümünde kullanılan değişkenler şu şekilde sınıflandırılabilir:

değişmezler: $R, n, \tau_{TO}, \Delta\theta_{TO-R}, \tau_w, \Delta\theta_{H-R} (=H \cdot g_r), P_{cu-dc,pu}, P_{cu-eddy,pu}$;

giriş değişkenleri: K, μ_{pu}, θ_A ;

çıkış değişkeni: θ_{TO}, θ_H

bağımsız değişken: t (Susa vd, 2005a; Susa vd, 2005b).

3.3. Transformatörlerin Ortalama Sargı Sıcaklığının Bulunması

Çoğu transformatör izleme sistemlerinin nihai hedefi gerçek zamanlı çalışmanın gerçekleştiği dinamik koşullarda transformatörün ESNS değerini sınır değerler içinde tutmaktır. Bu yüzden bu amaç için bir dinamik ısı model kullanılır. Bazı dinamik ısı modellerde OSS değerlerini ESNS değerleri ile ilişkilendiren bir ESNS faktörü kullanılır (Radakovic ve Tenbohlen, 2016; Kweon vd. 2012; Susa vd, 2005b; Suechoey vd, 2005; Ryder, 2002; Tenbohlen vd, 2001; Lahoti ve Flowers, 1981). Bu faktör yağlı tip transformatörler için ESNS değeri ile TYS değeri arasındaki farkın ortalama sargı–yağ sıcaklık farkına oranı olarak tanımlanır (IEC 60076-7, 2005). Kuru tip transformatörler için bu faktör biraz farklı bir anlama sahiptir. Öyle ki bu değer ESNS değerinin çevre sıcaklığı üzerindeki artışının OSS değerinin çevre sıcaklığı üzerindeki artışına oranı olarak tanımlanır. Burada hemen şunu da belirtmek gerekir ki ESNS faktörünün değeri sargı yüksekliği, yalıtım biçimi, radyal yapı ve soğutma kanalları gibi pek çok faktöre bağlı olarak değişir (IEEE Std C57.134, 2000). Yağlı-tip transformatörlerin karakteristik sıcaklıklarını hesaplamak için yaygın olarak kabul edilen yöntemler IEEE Std C57.91, 2011 ve IEC 60076-7, 2005 standartlarında verilmiş olan yöntemlerdir. IEEE'nin Annex-G modelinde değişkenler her bir zaman adımında OSS ile beraber güncellenir. IEC 60076-12, 2008 standardında, kuru tip transformatörlerin ESNS değerlerinin OSS ile ilişkili bir biçimde hesaplanması tavsiye edilmektedir. Bu yüzden önerilen bu yöntemlerin hesapladığı ESNS değerlerinin güvenilirliği büyük ölçüde OSS (veya sıcaklık artışı) değerlerinin hesaplanma biçimine bağlıdır. Bu yöntemlerde, OSS dolaylı bir biçimde hesaplanmakta olup transformatörün çalışma koşulları ve çeşitli ısı değişmezler hakkında bazı bilgilerin bilinmesini gerektirir. Ayrıca, bu standartların önerdiği yöntemlerde bütün hesaplamalar bazı kabuller altında yapılır. Bu, hesaplanan OSS ve ESNS değerlerinin bu faktörlerden ve kabullerden etkilenmesi anlamına gelmektedir. Bu yüzden OSS değerlerinin daha doğru hesabı söz konusu modellerin daha doğru hesaplama yapması için uygun bir yol olarak durmaktadır. OSS değerlerini kullanan diğer bazı yöntemlere (Radakovic ve Sorgic, 2010; Tojo, 2006; IEEE Std C57.134, 2000) kaynaklarından ulaşılabilir. Transformatörün devrede olmadığı zamanlarda

OSS değeri DA-direnci yöntemi kullanılarak kolayca elde edilebilmektedir. Fakat işletmede olan bir transformatör için bu mümkün değildir.

Bu tez çalışmasında, tek-fazlı transformatörlerin gerçek zamanlı gerilim ve akım verileri kullanılarak OSS değerinin izlenmesini sağlayan yeni bir yöntem verilmiştir. Yöntem öncelikle transformatörün birincil ve ikincil yanı gerilim ve akım değerlerini kullanarak toplam sargı direncini hesaplamaktadır. Sargı direncinin hesabında gerilimlerin ve akımların yalnızca temel sıklık bileşenleri kullanıldığından elde edilen direnç temel sıklıktaki AA direncidir. Sonrasında ise sargıların toplam AA direnci ile DA direnci ve OSS arasındaki deneysel olarak da doğrulanan ilişkiden yararlanılarak transformatör sargılarının ortalama sıcaklığı elde edilmektedir. Böylece deneysel sonuçlar kuramsal hesaplamalar ile birleştirilerek OSS değerinin gerçek zamanlı ve hassas bir biçimde yalnızca akım ve gerilim verilerinden elde edilmesini sağlayan yeni bir yöntem geliştirilmiştir. Yöntem, en genel haliyle, sargı direncindeki değişimin sıcaklığa bağlı olması prensibini kullanmaktadır. Bu yöntem bölümün ilerleyen kısımlarında IEEE'nin ve IEC'nin yöntemlerine uyarlanarak yağlı tip transformatörlerin ESNS değerlerinin elde edilmesini sağlayan iki yeni ısıl modelde kullanılmıştır.

3.3.1. Ortalama sargı sıcaklığı hesaplama yöntemi

Bilindiği gibi bir iletkenin ortaya çıkan ısı kaybı, o iletkenin akan akımın karesi ile iletkenin bu akıma karşı gösterdiği direnç değerinin çarpımına eşittir. Akan akımın DA olması durumunda bu eşitlik tamamen doğrudur. Her nasılsa, bu eşitlik akan akımın AA olması durumunda aynı DA direnç değeri ile sağlanamaz. Öyle ki, direnç değerinin DA direnç değerinden daha büyük olması gerektiği görülür. Bunun temel nedenleri elektromagnetik etkileri (proximity ve skin effect) adı verilen fiziksel etkilerdir. Bu etkiler iletkenin yüzeyinden merkezine doğru azalan bir akım yoğunluğunun ortaya çıkmasına ve iletkenin etkin olarak kullanılan kesitinde azalmaya neden olmaktadır. Bu da iletkenin AA ve DA akımları taşıırken gösterdiği direnç değerlerinin farklı olması anlamına gelmektedir. Transformatör sargılarında bu fark nedeniyle oluşan ek kayıplara stray kayıpları veya ilave kayıplar olarak adlandırılır ve burada P_s ile gösterilecektir. (IEEE Std C57.12.90, 2015; IEC 60076-1, 2000). Stray kayıplarının neden olduğu AA ile DA dirençleri arasındaki fark

küçük güçlü transformatörlerde yok sayılabilecek kadar küçüktür. Fakat bu fark büyük güçlü ve özellikle tank içindeki transformatörlerde yok sayılamayacak derecede büyüktür. Akımın alternatif akım olması nedeniyle sargılarda oluşan toplam yük kayıpları genel olarak (3.73) eşitliği ile ifade edilir.

$$P_{LL} = P_{DC} + P_S \quad (3.73)$$

Burada, P_{LL} toplam sargı kayıplarını (veya yük kayıplarını) ve P_{DC} sargının DA direncinden dolayı ortaya çıkan direnç kayıpları temsil etmektedir. Yük kayıpları, sargı akımının (I_w) karesi ile doğru orantılı olarak değişir. Bu yüzden bu kayıplar (3.74) eşitliği kullanılarak

$$P_{LL} = I_w^2 \cdot (R_{DC} + R_S) \quad (3.74)$$

biçiminde yazılabilir. Burada, R_{DC} sargıların DA direncini ve R_S stray kayıplarına karşı düşen direncin değerini göstermektedir. (3.74) eşitliğinin sağ yanındaki dirençlerin toplamı (3.75) eşitliğindeki gibi AA direnç (R_{AC}) değeri olarak tanımlanabilir.

$$R_{AC} = R_{DC} + R_S \quad (3.75)$$

Transformatör kayıpları üzerine yapılan bazı çalışmalar stray kayıplarının bir sonucu olan R_S direncinin ve dolayısıyla R_{AC} direncinin transformatör sargı akımının harmonik içeriğine bağlı olarak da değiştiğini göstermektedir. Öyle ki, (3.74) eşitliğinde verilen sargı akımının etkin değerinin aynı olması koşuluyla harmonikli akımın neden olacağı yük kayıpları harmoniksiz durumdaki kayıplardan daha fazla olacaktır. Bu çalışmada, öncelikle, akımın harmonik bileşenlerinden bağımsız olarak sargı dirençleri ile sıcaklık arasındaki ilişkinin ortaya konulması amaçlandığından sargı akımının yalnızca temel sıklık bileşenine karşı düşen direnç değerleri göz önüne alınmıştır. Bu yüzden hesaplamalarda akımın ve gerilimin yalnızca temel harmonik bileşenleri kullanılmıştır. Bir i akımının örneklenmiş verilerinden temel bileşeninin etkin değeri (I_1) ve faz açısı (β_1) Ayrık Fourier Dönüşümü (AFD), Hızlı Fourier dönüşümü (HFD) veya benzeri bir bileşen ayrıştırma yöntemi kullanılarak (3.76) eşitliğindeki gibi kutupsal biçimde elde edilebilir.

$$i_1 = \sqrt{2}I_1 \angle \beta_1 \quad (3.76)$$

Buna göre gerilimin ve akımın temel sıklık bileşenlerine (u_1 ve i_1) karşı düşen dirençler için (3.77) eşitliği geçerli olacaktır.

$$R_{AC1} = R_{DC} + R_{S1} \quad (3.77)$$

Son eşitlikteki 1 indisi her bir direncin akımın temel sıklık bileşenine karşı gösterdiği direnç olduğunu ifade etmektedir. R_{AC1} ve R_{S1} değerleri transformatörün sırasıyla geriliminin ve akımının temel bileşenlerinden kaynaklanan sargı AA ve stray direnç değerleridir.

Burada ana amaç, transformatörlerin OSS değerinin sargının AA direnci üzerinden elde edilmesini sağlamaktır. Hâlbuki bir iletkenin sıcaklığı ile direnci arasındaki ilişkiyi veren aşağıdaki eşitlikte bu ilişki DA direnci için geçerlidir. Bu ilişki transformatörlerin OSS ile sargı iletkeni olarak kullanılan iletkenlerin DA direnç değeri arasında da geçerli olup sargıların stray dirençlerinin de göz önüne alınması gerekmektedir.

$$R_{DC-\theta_w} = R_{DC-ref} \frac{\theta_k + \theta_w}{\theta_k + \theta_{ref}} \quad (3.78)$$

Burada $R_{DC-\theta_w}$ ve R_{DC-ref} sargıların θ_w ($^{\circ}\text{C}$) ve θ_{ref} ($^{\circ}\text{C}$) sıcaklıklarındaki ortalama DA direnç değerleridir. Ayrıca, θ_k , bakır için 234.5°C ve alüminyum için 225°C 'dir.

Bu yüzden sargıların AA ve DA dirençleri arasındaki ilişki için (3.77) eşitliği göz önüne alınacak olursa R_{S1} 'in sıcaklık cinsinden ifade edilmesine gereksinim duyulur. Bu ifade IEC ve IEEE standartlarında yük kayıpları için verilmiş olan güç eşitliklerinden kolayca türetilir. Bu standartlara göre stray kayıpları ile sıcaklık arasında ters bir orantı vardır. Bu, aynı zamanda stray dirençleri ile sıcaklık arasında da ters bir orantı olduğu anlamına gelir. Yani bir transformatörün stray kayıplarına karşı düşen stray direncinin iki farklı sıcaklıktaki değerleri için aşağıdaki eşitlik geçerlidir.

$$R_{S1-\theta_w} = R_{S1-ref} \frac{\theta_k + \theta_{ref}}{\theta_k + \theta_w} \quad (3.79)$$

Son iki eşitlik toplanarak yazıldığında son sıcaklıktaki AA direnç değeri elde edilir.

$$R_{AC1-\theta_w} = R_{DC-\theta_w} + R_{S1-\theta_w} = R_{DC-ref} \frac{\theta_k + \theta_w}{\theta_k + \theta_{ref}} + R_{S1-ref} \frac{\theta_k + \theta_{ref}}{\theta_k + \theta_w} \quad (3.80)$$

Bu eşitlikten θ_w çekildiğinde

$$\theta_w = \frac{R_{AC1-\theta_w} \pm \sqrt{R_{AC1-\theta_w}^2 - 4R_{DC-ref} R_{S1-ref}}}{2R_{DC-ref}} (\theta_k + \theta_{ref}) - \theta_k \quad (3.81)$$

bulunur. (3.81) iki farklı çözüm sunmaktadır. Stray kayıplarının sıfır olduğu ($R_{S1-ref} = 0$) ve sargının referans sıcaklıkta bulunduğu ($\theta_w = \theta_{ref}$) durumda

$$R_{AC1-\theta} = R_{DC-ref} \quad (3.82)$$

olmalıdır. Bu şartı sağlayan eşitlik aranan çözümdür. Dolayısıyla, sıcaklık ile sargı dirençleri arasındaki ilişkiyi veren eşitlik aşağıdaki gibi bulunur.

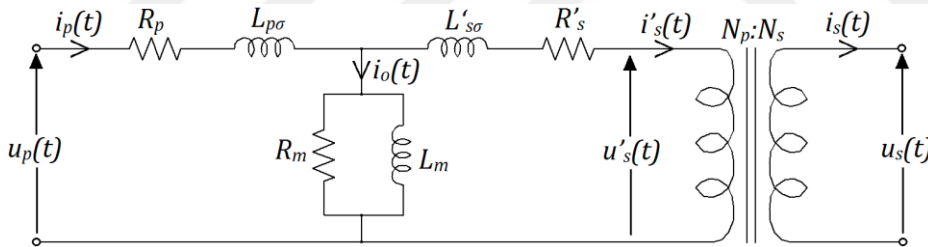
$$\theta_w = \frac{R_{AC1-\theta_w} + \sqrt{R_{AC1-\theta_w}^2 - 4R_{DC-ref} R_{S1-ref}}}{2R_{DC-ref}} (\theta_k + \theta_{ref}) - \theta_k \quad (3.83)$$

Bu eşitlik, referans değerler (R_{DC-ref} , R_{S1-ref} ve θ_{ref}) ve AA sargı direnci ($R_{AC1-\theta_w}$) kullanılarak OSS değerinin (θ_w) elde edilmesini sağlamaktadır. Bu eşitliğin kullanılabilmesi için transformatörün herhangi bir referans sıcaklıkta (θ_{ref}) ölçülmüş olan DA sargı direnci (R_{DC-ref}) ve stray direnci (R_{S1-ref}) değerlerinin yanı sıra θ_w sıcaklığındaki AA sargı direncinin ($R_{AC1-\theta_w}$) de bilinmesi gerekmektedir. Bu yüzden, aşağıda transformatörlerin hem kısa-devre çalışmada hem de gerçek zamanlı yükte çalışmada ölçülen gerilim ve akım değerleri kullanılarak AA sargı dirençlerinin nasıl bulunabileceği açıklanmıştır.

3.3.1.1. Transformatörlerin test verilerinden AA sargı dirençlerinin hesaplanması

Bir transformatörün alternatif gerilim altında elde edilen sargı gerilim ve akım verileri kullanılarak elde edilecek direnç değerleri o transformatörün AA sargı dirençleridir. Bu direnci elde etmek için iki farklı alternatif bulunmaktadır. Bunlardan ilkinde kısa-devre deneyi verileri kullanılırken diğer yöntemde anma geriliminde ve belli bir akımda çalışan (yükte çalışma) transformatörün gerilim ve akım verileri kullanılarak AA sargı direnci bulunabilmektedir. Laboratuvar koşullarında orta gerilim (27.5 kV gibi) kullanılarak çok sayıda yükte çalışma deneyinin gerçekleştirilmesi zor olduğundan, bu tezde, bunun yerine kısa devre deneyi verileri kullanılmıştır. Bu yüzden her iki yöntemin eşdeğerliliğinin deneysel olarak da gösterilmesi gerekmektedir. Böylece çok sayıda yükte çalışma deneyinin yerine gerçekleştirilmesi daha kolay olan kısa-devre deneylerinden elde edilen direnç değerlerinin kullanılması sağlanabilir.

3.3.1.1.1. Kısa-devre deneyi verilerinden AA sargı direncinin hesaplanması



Şekil 3.9. Transformatörlerin T eşdeğer devresi

Tek fazlı transformatörlerin Şekil 3.9'da verilmiş olan birincil yana indirgenmiş T eşdeğer devresini göz önüne alalım. İkincil yan gerilimi ve akımı (u_s ve i_s), sırasıyla (3.84) ve (3.85) eşitliklerinde kullanılarak birincil yana indirgenmiş ikincil yan gerilim ve akımları (u'_s ve i'_s) elde edilir.

$$u'_s = u_s \cdot r_t \quad (3.84)$$

$$i'_s = i_s / r_t \quad (3.85)$$

Bu eşitliklerdeki r_t transformatörün çevirme oranı olup birincil yan sarım sayısının (N_p) ikincil yan sarım sayısına (N_s) oranına eşittir.

$$r_t = \frac{N_p}{N_s} \quad (3.86)$$

Aynı eşdeğer devrede yer alan $X'_{s\sigma}$ ve R'_s değerleri birincil yana indirgenmiş ikincil yan kaçak reaktansını ve sargı dirençlerini temsil etmekte olup ikincil yanın gerçek kaçak reaktansı ve sargı dirençleri ($X_{s\sigma}$ ve R_s) ile ilişki

$$X'_{s\sigma} = r_t^2 X_{s\sigma} \quad (3.87)$$

$$R'_s = r_t^2 R_s \quad (3.88)$$

biçimindedir. Birincil yan ve birincil yana indirgenmiş ikincil yan gerilim ve akım değerleri daha önce bahsedilmiş olan bileşen ayrışım yöntemlerinden biri kullanılarak temel bileşenlerinin genlik ve faz açıları elde edilir. Yani $u_{p1} = U_{p1} \angle \alpha_{p1}$, $i_{p1} = I_{p1} \angle \beta_{p1}$, $u'_{s1} = U'_{s1} \angle \alpha'_{s1}$ ve $i'_{s1} = I'_{s1} \angle \beta'_{s1}$ elde edilmiş olur. Kısa devre deneylerinde transformatörün ikincil yan gerilimi sıfır olduğundan ($u'_{s1} = 0$) sargılar üzerindeki toplam gerilim düşümü için

$$u_{p1} = i_{p1} (R_{p1} + jX_{p\sigma1}) + i'_{s1} (R'_{s1} + jX'_{s\sigma1}) \quad (3.89)$$

yazılabilir. Ayrıca, bu durumdaki transformatörün boşa çalışma akımı sargı akımlarının yanında yok sayılabilecek düzeyde küçüktür. Bu yüzden bu çalışma durumu için birincil ve ikincil yanlarına ait i_{p1} ve i'_{s1} akımları yaklaşık olarak bir birine eşittir. Daha doğru bir sonuç için bu akımların yerine ortalamaları alınarak (3.89) eşitliği (3.90) eşitliğindeki gibi yazılabilir.

$$u_{p1} = \frac{i_{p1} + i'_{s1}}{2} (R_{p1} + jX_{p\sigma1}) + \frac{i_{p1} + i'_{s1}}{2} (R'_{s1} + jX'_{s\sigma1}) \quad (3.90)$$

Sargıların temel bileşenlere karşı düşen toplam AA direnci

$$R_{AC1} = R_{p1} + R'_{s1} \quad (3.91)$$

olarak tanımlanırsa (3.90) eşitliğinden aşağıdaki eşitlik elde edilmiş olur.

$$R_{AC1} = \text{Re} \left[\frac{2u_{p1}}{i_{p1} + i'_{s1}} \right] \quad (3.92)$$

3.3.1.1.2. Yükte çalışma deneyi verilerinden AA sargı direncinin hesaplanması

Şekil 3.9'daki devrede, birincil yanına indirgenmiş seri sargı empedansları üzerindeki toplam gerilim düşümü için aşağıdaki eşitlik yazılabilir.

$$u_{p1} - u'_{s1} = i_{p1} (R_{p1} + jX_{p\sigma1}) + i'_{s1} (R'_{s1} + jX'_{s\sigma1}) \quad (3.93)$$

Bu eşdeğer devrede yer alan i_o akımı transformatörün boşa çalışma akımı olup gerçek transformatörlerde yok sayılabilecek kadar küçüktür. Bu yüzden i_{p1} ve i'_{s1} akımları birbirlerine eşit kabul edilebilir. i_o akımının yok sayılmasından dolayı oluşacak yanılıgyı minimize etmek için bu akımların yerine ortalamaları alınıp (3.93) eşitliği yeniden yazılırsa

$$u_{p1} - u'_{s1} = \frac{i_{p1} + i'_{s1}}{2} (R_{p1} + jX_{p\sigma1} + R'_{s1} + jX'_{s\sigma1}) \quad (3.94)$$

elde edilir. Bu eşitliğin sağ yanındaki toplam empedans transformatör sargılarının (birincil ve ikincil yan sargılarının) birincil yandan görünen toplam AA empedansı olup reel kısmı sargıların temel bileşenlere karşı düşen toplam AA direncine (R_{AC1}) eşittir. Dolayısıyla (3.94) eşitliğinden

$$R_{AC1} = \text{Re} \left[\frac{2(u_{p1} - u'_{s1})}{i_{p1} + i'_{s1}} \right] \quad (3.95)$$

bulunur. Son eşitliklerdeki u_{p1} , i_{p1} , u'_{s1} ve i'_{s1} değerleri sırasıyla birincil yan geriliminin, akımının, birincil yana indirgenmiş ikincil yan geriliminin ve akımının temel bileşenlerini ifade etmektedir. (3.95) eşitliği transformatörün gerçek zamanlı çalışması esnasında ölçülen gerilim ve akım değerlerinden AA direncini elde etmemizi sağlamaktadır.

(3.95) eşitliği aslında $u'_{s1} = 0$ koşulu altında (3.92) eşitliği ile aynıdır. Bu da kısa devre deneyi ile yükte çalışma deneyinin sargı AA direncinin hesaplanması bakımından aynı durumu temsil ettiğini gösterir. Kısa devre çalışmada transformatörün birincil yanına uygulanması gereken gerilim laboratuvar koşullarında kolayca elde edilebilecek bir gerilim olup bu güvenlik açısından da bir avantajdır. Ayrıca, yükte çalışma ile kıyaslandığında, kısa devre deneyleri daha az

maruz kaldığı yüksek sıcaklık değerleridir. Bu yüzden izlenmesi gereken en önemli değişken transformatörün ESNS değeridir. Öte yandan bu sıcaklığı doğrudan sıcaklık algılayıcıları yardımıyla izleme imkânı her zaman bulunmamaktadır. Bu yüzden transformatör sıcaklıklarını izlemek için çeşitli ısı modeller kullanılır. Genel olarak ısı modeller, transformatörün çeşitli noktalarındaki sıcaklıkları etki eden değişkenler (yükleme değeri, çevre sıcaklığı, yağın fiziksel özellikleri, sargı direnci gibi) üzerinden kestirmeye çalışır. Bu değişkenlerin sayısının çok fazla olması ve transformatör ısı özelliklerine yaptığı etkinin karmaşık olması yapılan kestirimlerin doğruluğunu olumsuz yönde etkilemektedir. Bu yüzden daha az değişken ile yapılacak sıcaklık kestirimlerinin daha doğru olacağı düşünülmektedir. Varolan yöntemlerin yetersizlikleri bu tezin dördüncü bölümünde maddeler halinde verilmiş olup aynı bölümde verilmiş olan deneysel çalışma sonuçları bunu desteklemektedir.

İşte bu kısımda bu sorunlara çözüm olabilmesi amacıyla iki yeni transformatör ESNS izleme yöntemi verilmiştir. Yöntemlerin her ikisi de bir önceki kısımda verilmiş olan OSS hesaplama yöntemini kullanmaktadır. Transformatörün gerçek zamanlı gerilim ve akım değerleri kullanılarak elde edilen OSS değerleri IEEE Annex-G modeline ve IEC fark eşitlikleri çözüm yöntemine uyarlanarak ESNS değerinin bulunması sağlanmıştır. Yöntemlerden ilki ölçüm sonucu elde edilen TYS değerini de kullanarak ESNS değerini elde ederken ikincisi TYS değerini hesaplama sonucunda elde etmekte ve bu değeri kullanarak ESNS değerine ulaşmaktadır. Aşağıda geliştirilen yöntemlerin öncelikle matematiksel altyapısı verilmiş ve daha sonra yöntemlerin geçerliliği bir sonraki bölümde yapılan deneysel çalışmalar ile ortaya konulmuştur.

3.4.1. Birinci ESNS hesaplama yöntemi (Yöntem-1)

IEEE Std C57.91, 2011 standardında yağlı tip transformatörlerin ESNS değerlerinin kestirimi için iki tane yöntem sunulmuştur. Bu yöntemler Clause-7 ve Annex-G yöntemleri olarak bilinir. Annex-G yöntemi küçük zaman aralıkları boyunca enerjinin korunumu kanunu esas alınarak yazılmış eşitliklere dayanır. Bu bölümde yer alan eşitlikler bu yöntemin bazı eşitliklerini ve transformatörler için genel kabul görmüş olan bir ısı diyagrama dayanmaktadır.

Annex-G'ye göre bir transformatör yağının sahip olduğu ısı enerjisinin çevreye yayılan miktarı için aşağıdaki eşitlik geçerlidir.

$$Q_{LOST,O} = \left[\frac{\theta_{AO-1} - \theta_{A-1}}{\theta_{AO-R} - \theta_{A-R}} \right]^{1/y} P_T \Delta t \quad (3.96)$$

Bu eşitlikteki $Q_{LOST,O}$ yağın dış ortama verdiği ısıyı, θ_{AO-R} yağın anma yükündeki ortalama sıcaklığını, θ_{A-R} anma çevre sıcaklığını, θ_{AO-1} ve θ_{A-1} ise yağın ve çevrenin hesaplama yapılan zaman başlangıcındaki sıcaklıklarını ifade eder. Aynı eşitlikteki P_T transformatörün anma yükündeki kayıplarını, Δt hesaplama yapılan zaman aralığını ve y ise transformatörün soğutma tipine bağlı bir değişmezi gösterir. Bu değişmez ONAN soğutma modu için 0.8, ONAF ve OFAF soğutma modları için 0.9 ve ODAF soğutma modu için 1 değerini alır. Annex-G yöntemine göre transformatörün tepe ve alt yağ sıcaklıkları arasındaki fark (3.96) eşitliğinde verilen kayıpların bir işlevi olup (3.97) eşitliği ile elde edilebilmektedir.

$$\theta_{TO} - \theta_{BO} = \left[\frac{Q_{LOST,O}}{P_T \Delta t} \right]^z (\theta_{TO-R} - \theta_{BO-R}) \quad (3.97)$$

Bu eşitlikteki θ_{TO} ve θ_{BO} sırasıyla söz konusu kayıplardaki tepe ve alt yağ sıcaklıklarını gösterirken θ_{TO-R} ve θ_{BO-R} ise sırasıyla tepe ve alt yağ sıcaklıklarının anma değerlerini ifade etmektedir. Yine bu eşitlikte yer alan z ise değeri ONAN ve ONAF soğutma modları için 0.5 ve OFAF ve ODAF için 1 olan bir değişmezdir. (3.96) eşitliğindeki $Q_{LOST,O}$ değerini (3.97) eşitliğinde yerine koyup θ_{BO} değişkenini çekersek

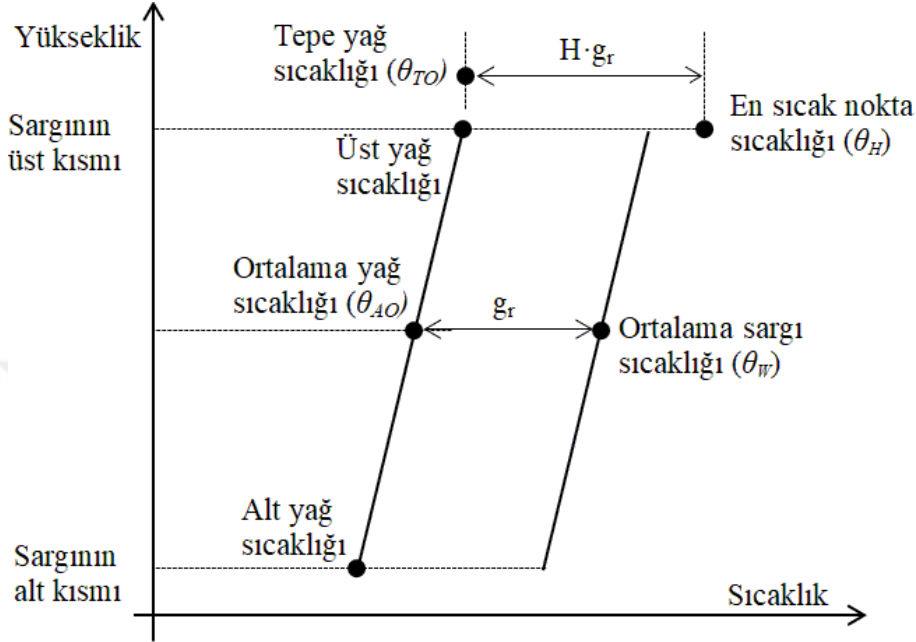
$$\theta_{BO} = \theta_{TO} - \left[\frac{\theta_{AO-1} - \theta_{A-1}}{\theta_{AO-R} - \theta_{A-R}} \right]^{z/y} (\theta_{TO-R} - \theta_{BO-R}) \quad (3.98)$$

bulunur. Dolayısıyla Δt süresinin sonunda transformatör yağının ortalama sıcaklığı

$$\theta_{AO-2} = \frac{\theta_{TO} + \theta_{BO}}{2} \quad (3.99)$$

eşitliği ile elde edilebilir.

IEC 60076-2, 1993 ve IEEE Std C57.119, 2001 standartlarına göre transformatörlerin sargı ve yağ sıcaklıkları aşağıdan yukarıya doğru doğrusal olarak artar. Bu doğrusal artış hem yağ hem de sargı için aynı oranlardadır. Bu varsayıma dayalı transformatör ısıl diyagramı Şekil 3.11’de verildiği gibidir.



Şekil 3.11. Yağlı transformatörler için sadeleştirilmiş ısıl diyagram (IEC 60076-7, 2005)

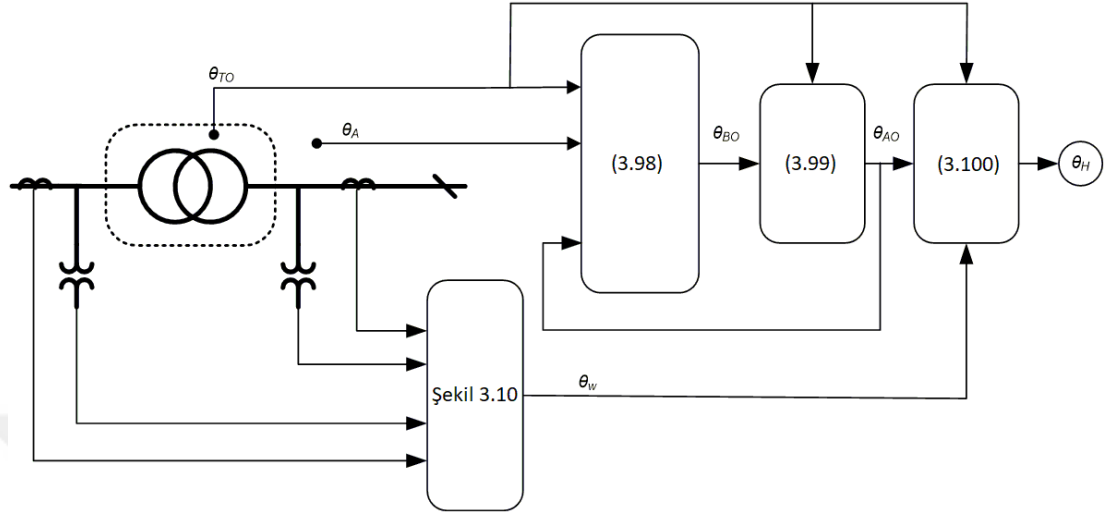
Bu ısıl diyagrama göre bir transformatörün herhangi bir andaki ESNS (θ_H) o andaki OSS (θ_W), ortalama yağ sıcaklığı (θ_{AO}), TYS değeri (θ_{TO}) ve bir ESNS faktörü (H) kullanılarak elde edilebilir. Bu şekildeki g_r anma durumundaki ortalama sargı sıcaklığı ile ortalama yağ sıcaklığı arasındaki farkı ifade etmektedir.

$$\theta_H = \theta_{TO} + H(\theta_W - \theta_{AO}) \quad (3.100)$$

H faktörü transformatörün boyutu, kısa devre empedansı ve sargı tasarım biçimine bağlı olarak değeri 1.1 ile 1.5 arasında değişen bir katsayıdır.

Sonuç olarak Yöntem-1 eşitlikleri sırasıyla (3.98), (3.99) ve (3.100) eşitlikleri olarak elde edilir. Bu eşitliklerde giriş değişkenleri TYS, çevre sıcaklığı ve OSS değeridir. OSS hesabında bir önceki bölümde anlatıldığı gibi transformatörün birincil ve ikincil yan gerilim ve akım değerleri kullanılmaktadır. Hesaplamaların her bir zaman adımında önce alt yağ sıcaklığı hesaplanmaktadır. Ortalama yağ sıcaklığı ise

tepe ve alt yağ sıcaklıklarının ortalaması alınarak elde edilmektedir. Son olarak (3.100) eşitliği yardımıyla ESNS bulunmaktadır. Yöntemin genel yapısı Şekil 3.12’de verildiği gibidir.



Şekil 3.12. Yöntem-1’in genel yapısı

3.4.2. İkinci ESNS hesaplama yöntemi (Yöntem-2)

Yöntem-1’in uygulamada bir transformatör izleme sisteminde kullanılabilmesi için transformatörün TYS değerlerinin bir sıcaklık algılayıcısı yardımıyla ölçülerek yöntemin hesaplamalarının yapıldığı bir sayısal işaret işleyiciye verilmesi gerekir. Fakat bir izleme sisteminin kullanılabilirliği değişkenleri doğru hesaplayabilmesine bağlı olduğu kadar daha az donanım gerektirmesine de bağlıdır. Bu yüzden bu kısımda verilmiş olan ikinci yöntemde TYS değerinin doğrudan ölçümü yerine hesaplanması önerilmiştir. TYS değerinin hesabı için burada IEC’nin fark eşitlikleri çözüm yönteminde kullanılan eşitliklerin kullanımı tercih edilmiştir.

$$D\Delta\theta_{TO}(t_k) = \frac{Dt}{k_{11}\tau_o} \left[\left[\frac{1+K^2R}{1+R} \right]^x \cdot \Delta\theta_{TO-R} - [\theta_{TO}(t_{k-1}) - \theta_A(t_{k-1})] \right] \quad (3.101)$$

$$\theta_{TO}(t_k) = \theta_{TO}(t_{k-1}) + D\theta_{TO}(t_k) \quad (3.102)$$

Alt yağ sıcaklığının hesabı ise IEEE’nin Annex-G yönteminden türetilmiş olan aşağıdaki eşitlik ile yapılır.

$$\theta_{BO}(t_k) = \theta_{TO}(t_k) - \left[\frac{\theta_{AO}(t_{k-1}) - \theta_A(t_{k-1})}{\theta_{AO-R} - \theta_{A-R}} \right]^{z/y} (\theta_{TO-R} - \theta_{BO-R}) \quad (3.103)$$

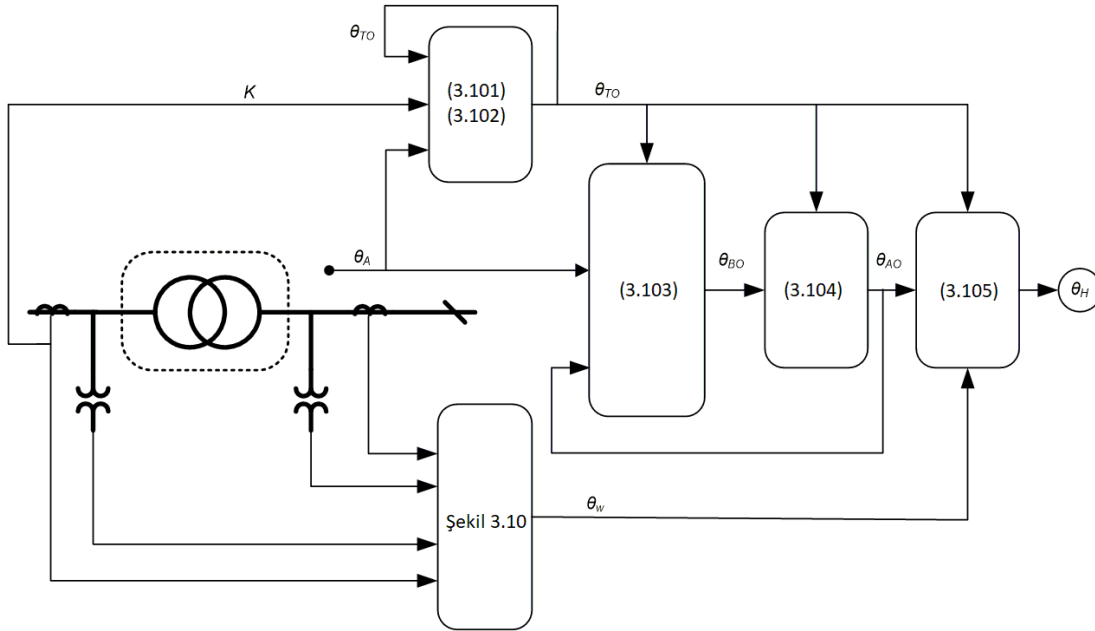
Dolayısıyla transformatör yağının ortalama sıcaklığı

$$\theta_{AO}(t_k) = \frac{\theta_{TO}(t_k) + \theta_{BO}(t_k)}{2} \quad (3.104)$$

ile bulunurken ESNS

$$\theta_H(t_k) = \theta_{TO}(t_k) + H(\theta_W(t_k) - \theta_{AO}(t_k)) \quad (3.105)$$

eşitliği ile hesaplanır. Bu yöntemin genel yapısı Şekil 3.13'te verilmiştir.



Şekil 3.13. Yöntem-2'nin genel yapısı

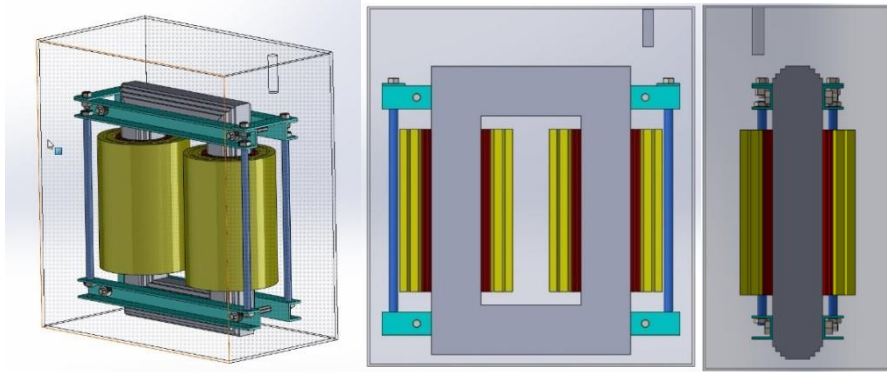
4. BULGULAR VE TARTIŞMA

4.1. COMSOL Yazılımında Test Transformatörünün Sıcaklık Benzetimi

Bu tez çalışmasının ana amacı sargı ESNS değerinin belirlenmesi için yeni bir yöntemin geliştirilmesidir. Deneysel çalışmalar için kullanılan transformatörlerden biri ONAN soğutmalı 30 kVA anma güçlü tek-fazlı yağlı tip bir transformatördür. Dolayısıyla bu transformatörün sargı ESN konumunun ve ESNS değerinin belirlenmesi gerekmektedir. Yağlı tip transformatörler çok sayıda ısı iletim ve taşınım olaylarını içinde barındıran karmaşık bir yapıya sahiptir. COMSOL yazılımı kullanılarak fiziksel ölçüleri ve etiket değerleri ile modellenen test transformatörünün çok sayıda deney ve algılayıcı kullanmaksızın daha kısa sürede hem de çok daha ekonomik olarak sargı ESN konumunu ve sıcaklığını tespit etmek mümkündür.

4.1.1. Model geometrisinin çizimi

30 kVA anma gücündeki ONAN soğutmalı tek fazlı yağlı tip test transformatörünün ayrıntılı çizimi için transformatör çekirdeği tankın kapağı sökülerek tank içindeki yağdan çıkarılmıştır. Milimetrik cetvel ile nüve, tüm sargılar ve yağ kanalı boşlukları ayrıntılı olarak ölçülmüştür. Bağlantı parçaları ve tank ölçümleri de yapılarak SolidWorks yazılımında üç boyutlu olarak modellenmiş ve sonrasında COMSOL yazılımına model yüklenmiştir. Şekil 4.1’de test transformatörüne ait geometrik modelin çeşitli kesit görüntüleri bulunmaktadır.



Şekil 4.1. 30 kVA gücündeki test transformatörünün geometrik modelinin çeşitli görüntüleri

4.1.2. Malzeme özelliklerinin tanımlanması

Test transformatörünü oluşturan nüve, sargılar, yağ başta olmak üzere tank ve bağlantı parçaları malzeme kütüphanesinden tanımlamaları yapılarak parçaların tüm ayrıntılı özellikleri tanımlanmıştır. Şekil 4.2’de transformatörün sargılarına ilişkin değişmezlerin yazılım kütüphanesinden yüklenmiş çizelgelerinin ekran görüntüsü verilmiştir. Benzer biçimde transformatörün soğutma yağına, nüvesine ve tank etrafındaki havaya ilişkin değişmezler sırasıyla Şekil 4.3, Şekil 4.4 ve Şekil 4.5’de verilmiştir.

”	Property	Name	Value	Unit	Property group
✓	Heat capacity at constant pressure	Cp	385[J/(k...	J/(kg·K)	Basic
✓	Density	rho	8960[kg/...	kg/m³	Basic
✓	Thermal conductivity	k	400[W/(...	W/(m·K)	Basic
	Relative permeability	mur	1	1	Basic
	Electrical conductivity	sigma	5.998e7[...	S/m	Basic
	Coefficient of thermal expansion	alpha	17e-6[1/K]	1/K	Basic
	Relative permittivity	epsilon_r	1	1	Basic
	Young's modulus	E	110e9[Pa]	Pa	Young's modulus and Poisso...
	Poisson's ratio	nu	0.35	1	Young's modulus and Poisso...
	Reference resistivity	rho0	1.72e-8[...	Ω·m	Linearized resistivity
	Resistivity temperature coefficient	alpha	0.0039[1...	1/K	Linearized resistivity
	Reference temperature	Tref	298[K]	K	Linearized resistivity

Şekil 4.2. Transformatör sargılarına ait değişmez değerler

”	Property	Name	Value	Unit	Property group
✓	Heat capacity at constant pressure	Cp	4*T+2E3[J/(k...	J/(kg·K)	Basic
✓	Density	rho	-0.66*T+8.9...	kg/m³	Basic
✓	Thermal conductivity	k	-0.00015*T+...	W/(m·K)	Basic
✓	Ratio of specific heats	gamma	2	1	Basic
	Dynamic viscosity	mu	eta(T[1/K])[P...	Pa·s	Basic

Şekil 4.3. Transformatör yağına ilişkin değişmez değerler

Property	Name	Value	Unit	Property group
✓ Thermal conductivity	k	k_iron	W/(m·K)	Basic
✓ Density	rho	rho_iron	kg/m³	Basic
✓ Heat capacity at constant pressure	Cp	Cp_iron	J/(kg·K)	Basic
Electrical conductivity	sigma	1.12e7[S...	S/m	Basic
Relative permittivity	epsilon_r	1	1	Basic
Magnetic flux density norm	normB	BH(norm...	T	BH curve
normH	normH	sqrt(H1^...	A/m	BH curve
Magnetic field norm	normH	HB(norm...	A/m	HB curve
normB	normB	sqrt(B1^...	T	HB curve
Effective magnetic flux density n...	normB...	BHeff(no...	T	Effective BH curve
normHeff	normH...	sqrt(real...	A/m	Effective BH curve
Effective magnetic field norm	normH...	HBeff(no...	A/m	Effective HB curve
normBeff	normB...	sqrt(real...	T	Effective HB curve

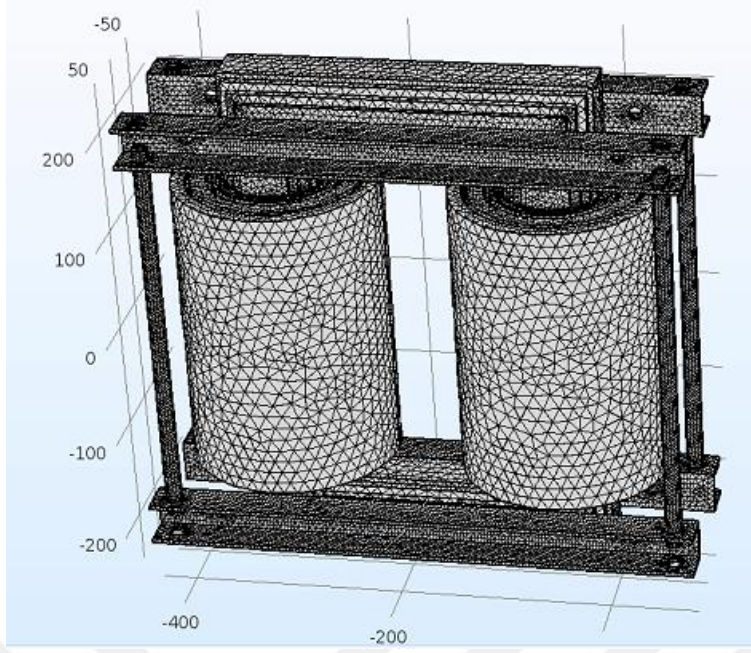
Şekil 4.4. Transformatör nüvesine ilişkin değişmez değerler

Property	Name	Value	Unit	Property group
Relative permeability	mu_r	1	1	Basic
Relative permittivity	epsilon_r	1	1	Basic
Dynamic viscosity	mu	eta(T[1/...	Pa·s	Basic
Ratio of specific heats	gamma	1.4	1	Basic
Electrical conductivity	sigma	10[S/m]	S/m	Basic
Heat capacity at constant pressure	Cp	(1.22-0....	J/(kg·K)	Basic
Density	rho	(353.6*T...	kg/m³	Basic
Thermal conductivity	k	-1.45E-5...	W/(m·K)	Basic
Speed of sound	c	cs(T[1/K]...	m/s	Basic
Refractive index, real part	n	1	1	Refractive index
Refractive index, imaginary part	ki	0	1	Refractive index

Şekil 4.5. Transformatör tankı etrafında bulunan havaya ait değişmezler

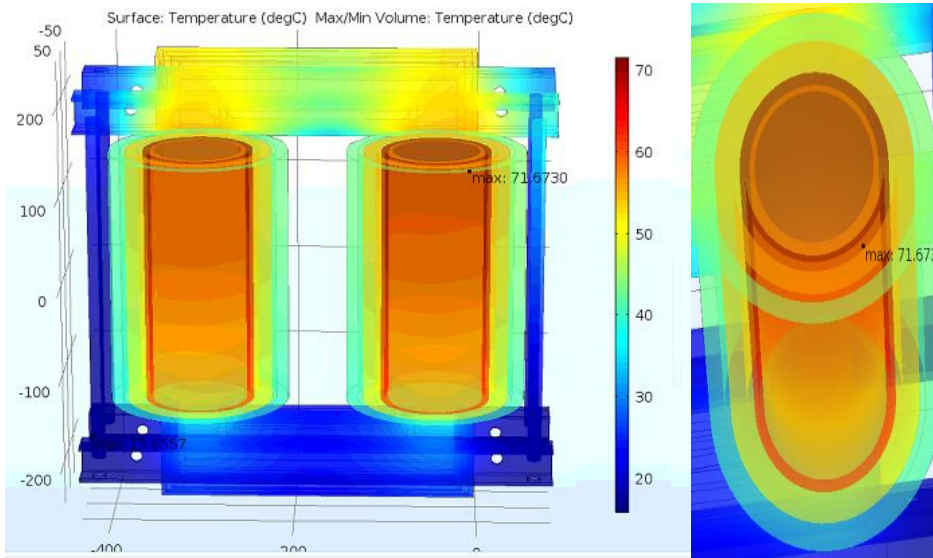
4.1.3. Test transformatörünün sıcaklık benzetimi sonuçları

Yapılan çalışmada transformatör üzerinde sadece en yüksek sıcaklığın çözümü yapıldığından Dirichlet sınır koşulu kullanılmıştır. Şekil 4.6'de test transformatörünün COMSOL yazılımında oluşturulmuş örgü görünümü verilmiştir. 30 kVA transformatöre COMSOL yazılımı ile sıcaklık çözümlemesinde sürekli durum çözümündeki ESN konumunun ve ESNs değerinin tespit edilmesi amaçlandığı için sürekli durum çözümü yapılmıştır.



Şekil 4.6. Test transformatörüne ait COMSOL örgü görünümü

Test transformatörüne anma gücünde yapılan ısınma deneyinden elde edilen sargı kayıp güçleri COMSOL yazılımında sargı ısı kaynağı olarak kullanılmış ve yapılan benzetim sonucunda Şekil 4.7’deki sonuç elde edilmiştir. Böylece sargı üzerinde ESN konumu ve ESNS değeri belirlenmiştir.



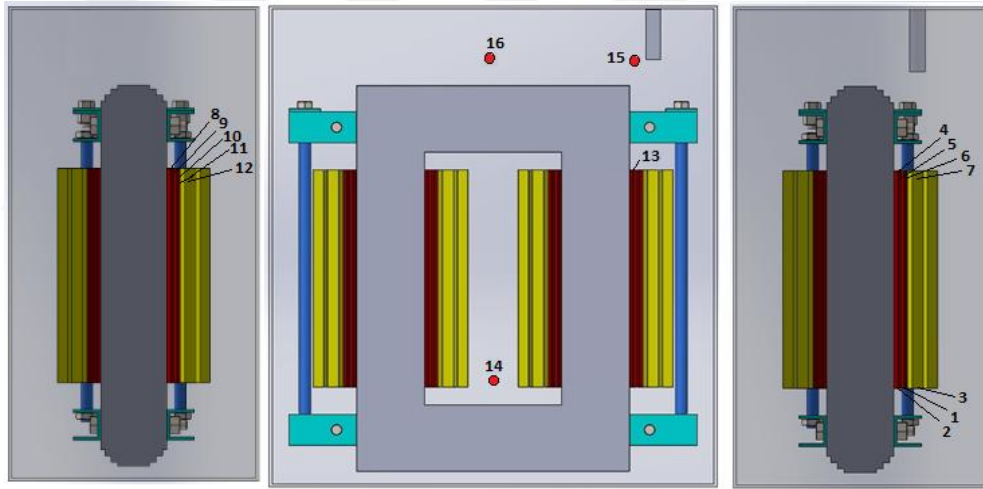
Şekil 4.7. COMSOL yazılımında yapılan sıcaklık benzetiminin sonucu

Alçak ve yüksek gerilim sargıları test transformatörünün nüvesinin iki bacağına ikiye katman şeklinde sarılmış ve birbirine seri bağlanmış biçimdedir. Dolayısıyla her iki bacakta iki adet alçak gerilim sargı katmanı ve iki adet yüksek

gerilim sargı katmanı bulunmaktadır. Her bir alçak gerilim ve yüksek gerilim sargı katmanlarının arasında da yağ kanalları bulunmaktadır. Benzetim sonucunda ESN alçak gerilim sargısının ikinci katmanında sargının en üst noktasına yakın bir yerde 71.67°C olarak bulunmuştur. Çeşitli kısa devre kayıplarının değerine göre tekrarlanan benzetim sonuçlarında da ESN konumunun değişmediği gözlenmiştir.

4.1.4. Sıcaklıkların deneysel ölçümü ve benzetim sonuçları ile karşılaştırılması

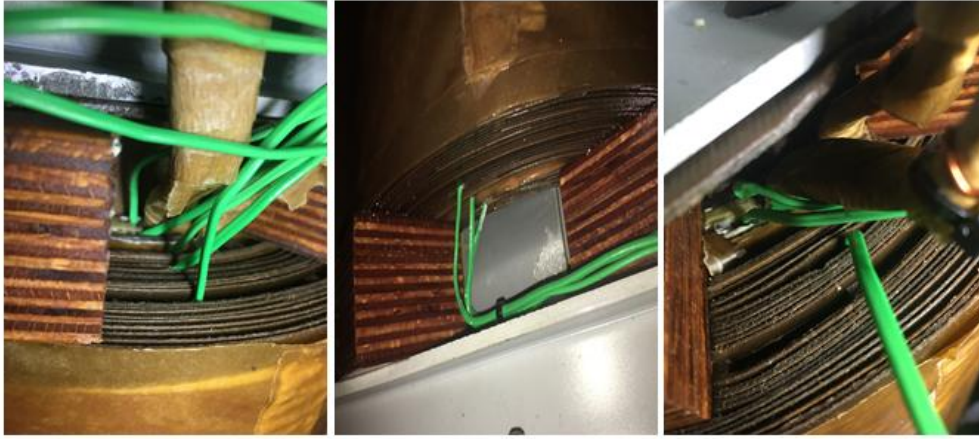
Test transformatörünün benzetim çalışmalarında belirlenen sargı ESN konumuna ve beraberinde ölçülmesi istenen çeşitli noktalarına (yağ ve sargı sıcaklıklarının ölçümü için) Şekil 4.8’de gösterilen yerlere toplam 16 adet sıcaklık algılayıcısı (K tipi termokupl) yerleştirilmiştir. Bu konumlar ayrıca Çizelge 4.1’de belirtilmiştir. Şekil 4.9’da ise sargı içlerine yerleştirilen sıcaklık algılayıcılarına ait kabloların yerleştirme sonrası çeşitli görünüşleri verilmiştir.



Şekil 4.8. Test transformatörü üzerindeki sıcaklık algılayıcılarının konumları

Çizelge 4.1. Test transformatörü üzerindeki sıcaklık algılayıcılarının konumları

No	Sıcaklık Ölçülen Konum	No	Sıcaklık Ölçülen Konum
1	Sağ alt AG-YG yağ	9	Sol üst AG sargı (1. Katman)
2	Sağ alt AG sargı (2. Katman)	10	Sol üst AG sargı (2. Katman)
3	Sağ alt YG sargı (3. Katman)	11	Sol üst AG-AG yağ
4	Sağ üst AG sargı (2. Katman)	12	Sol üst YG sargı (3. Katman)
5	Sağ üst AG-AG yağ	13	Sağ sargı AG sargı sağı (1. Katman)
6	Sağ üst AG-YG yağ	14	Alt sargılar arası orta yağ
7	Sağ üst YG sargı (3. Katman)	15	Üst sağ bacak üstü yağ
8	Sağ üst YG-YG yağ	16	Üst sargılar arası orta yağ

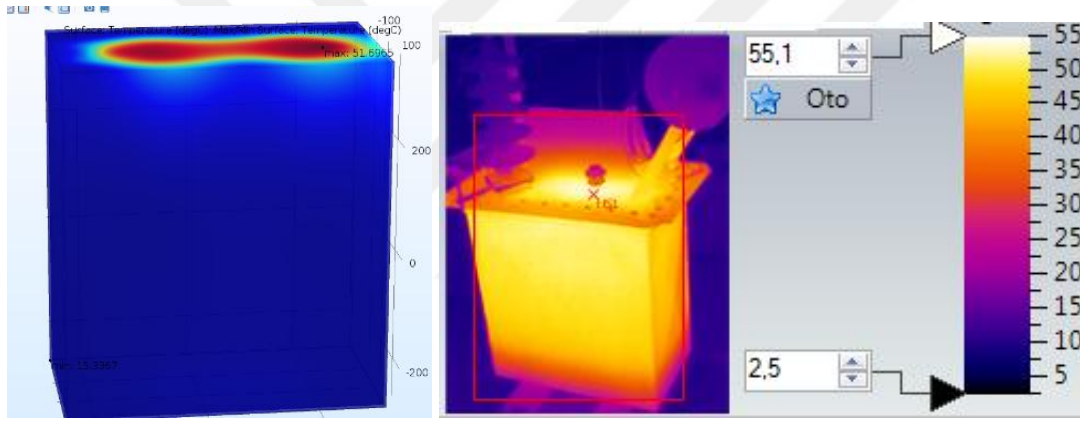


Şekil 4.9. Sargılar arasındaki sıcaklık algılayıcılarının çeşitli görünüşleri

Transformatöre anma durumu için bir ısınma deneyi yapılarak ölçülen değerler ile benzetim sonucunda elde edilen sonuçların karşılaştırılması amaçlanmıştır. Bunun için transformatörün alçak gerilim yanı kısa devre edilerek alçak gerilim sargısından anma akımı olan 125 A değeri akacak şekilde yüksek gerilim yanına yaklaşık 1600 V gerilim uygulanmıştır. Bu gerilim laboratuvar şartlarında aşağıdaki Şekil 4.10'dan da görülebileceği gibi bir varyak yardımıyla alçak gerilim yanından beslenen 6.3kV/0.4kV gerilim düzeyindeki bir transformatörün yüksek gerilim sargısından sağlanmıştır. Akım ve gerilim değerleri Hioki 3198 enerji kalitesi analizörü kullanılarak ve sıcaklıklar ise Hioki LR8431 veri kaydedicisi kullanılarak beşer dakikalık örnekleme sıklığı ile kaydedilmiştir. Sıcaklıkların kaydedildiği veri

Sıcaklık artış deneyi boyunca çevre sıcaklığı bir numaralı kanal (CH1-A-1) 10°C civarında olmuş olup iki numaralı kanal (CH1-A-2) ikinci katman alçak gerilim sargısı üst sıcaklığı olup COMSOL yazılımı benzetim çalışmasında da elde edilen ESN yeridir. Kararlı halde bu noktada ölçülen gerçek sıcaklık 71.5 °C iken benzetim sonucu elde edilen sıcaklık 71.673 °C olmuştur. Dolayısıyla benzetim ile ölçüm sonuçları oldukça yakındır. Aynı şekilde tank içerisindeki üst bölgenin üst sağ yağ sıcaklığı (yağ cebi sıcaklığı) sıcaklık algılayıcısı on beş numaralı kanal (CH1-A-9) ile 59.5 °C olarak ölçülürken benzetim sonucunda 56.76 °C elde edilmiştir. Dolayısıyla TYS için benzetim ve ölçüm sonuçları benzerdir.

Anma durumunun sonunda kazan yüzeyi sıcaklığı ısı kamera kullanılarak 55.1°C olarak ölçülmüştür. Aynı sıcaklık benzetim sonucunda 51.69 °C olarak elde edilmiştir (Şekil 4.12). Bu iki değer de birbirine yakın değerdedir.



Şekil 4.12. Tank yüzey sıcaklıkları benzetim sonucu ve ısı kamera görüntüsü

Sonuç olarak, yapılan benzetim çalışması ile elde edilen sonuçların ölçülen gerçek değerler ile kabul edilebilir düzeyde benzer olduğu görülmüştür. Dolayısıyla benzetim sonucunda bulunan ve çalışmanın asıl odak noktası olan sargı ESN yerinin belirlenmesi sağlanmıştır. Bu sonuçlara göre konumları belirlenmiş olan sıcaklık algılayıcılarının ölçtüğü değerler güvenilir değerler olarak sonraki bölümlerde göz önüne alınmıştır.

4.2. Dinamik Termal Modellerinin Deneysel Olarak İncelenmesi

4.2.1. IEEE modellerinin deneysel olarak incelenmesi

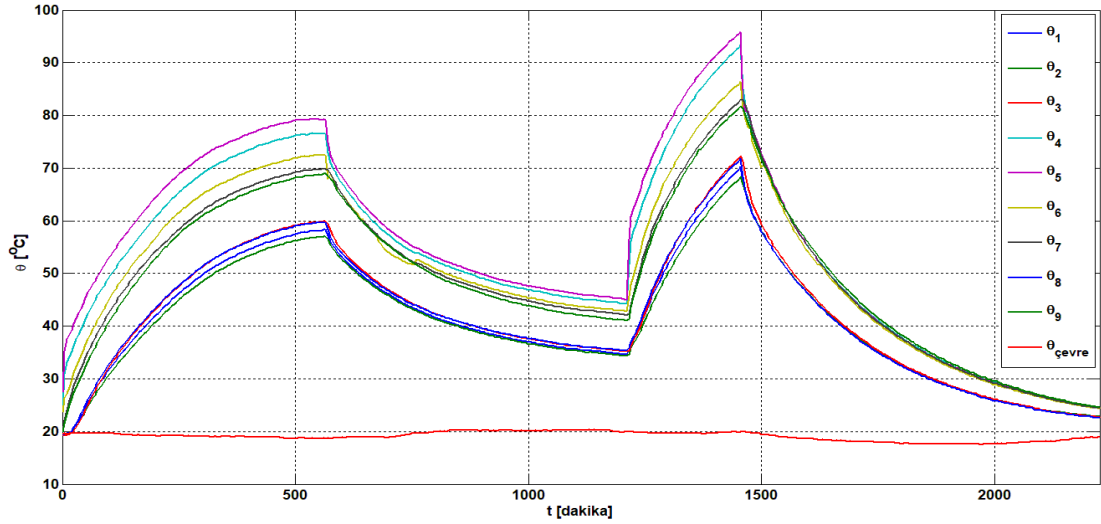
Bu kısımda Clause-7 ve Annex-G ısı modellerinin başarımlarının incelenmesi amacıyla yapılmış olan deneysel çalışmalar verilmiştir. Deneysel çalışmalar için COMSOL yazılımı ile benzetimi yapılan 30 kVA anma gücünde ONAN soğutmalı tek-fazlı yağlı tip dağıtım transformatörü kullanılmış olup anma değerleri Çizelge 4.3’de verilmiştir.

Çizelge 4.3. Deneysel çalışmalarda kullanılan transformatörün anma değerleri

S	30 kVA	P_{CORE}	110 W	θ_{W-R}	51.4 °C
U_p	27.5 kV	P_{EDDY}	0 W	θ_{H-R}	60.8 °C
U_s	240 V	T_{LOSS}	62,6 °C	θ_{TO-R}	49.8 °C
I_p	1.09 A	E_{HS}	0	θ_{BO-R}	40.8 °C
I_s	125.0 A	H_{hs}	1	θ_{A-R}	10 °C
Soğutma	ONAN	τ_w	6 dak.	İletken	Cu
P_w	686 W	W_{FLUID}	90 kg	W_{TANK}	30 kg
P_{STRAY}	38.5 W	W_{CC}	168 kg		

Deneyler ikincil yanı kısa devre edilmiş olan transformatörün birincil yanına bir oto-transformatör yardımıyla çeşitli değerlerde gerilim uygulanarak sargılarından belli oranlarda akımın akıtılması ve bu şekilde sargıların çeşitli sıcaklıklara gelmesi sağlanarak gerçekleştirilmiştir. Deneyler sırasıyla 565 dakika boyunca sargılardan anma akımının %100’ü, 645 dakika boyunca sargılardan anma akımının %50’si, 245 dakika boyunca sargılardan anma akımının %130’u ve 770 dakika boyunca sargılardan anma akımının %0’ı kadar akım akıtılarak gerçekleştirilmiştir. Deneyler boyunca transformatörün çeşitli noktalarına daha önceden yerleştirilmiş olan toplamda 9 adet K-tipi termokupl ile sıcaklık ölçümleri de yapılmıştır. Şekil 4.13’de söz konusu termokuplların transformatör üzerindeki konumları gösterilmiştir. Ayrıca çevre sıcaklığı da ölçülerek kaydedilmiştir. Sıcaklıklar ile eşzamanlı olarak transformatörün ikincil yan akımı da bir güç kalitesi analizörü ile ölçülerek

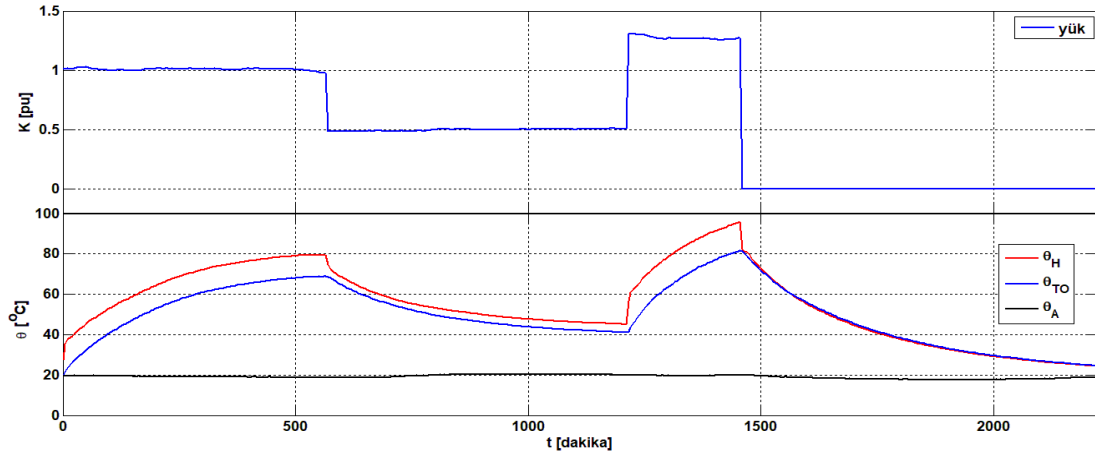
Şekil 4.14’de konumları Şekil 4.13’de verilmiş olan termokuplların ölçtüğü sıcaklıklar verilmiştir. Aynı şekilde deneyler boyunca ölçülen çevre sıcaklığı da verilmiştir.



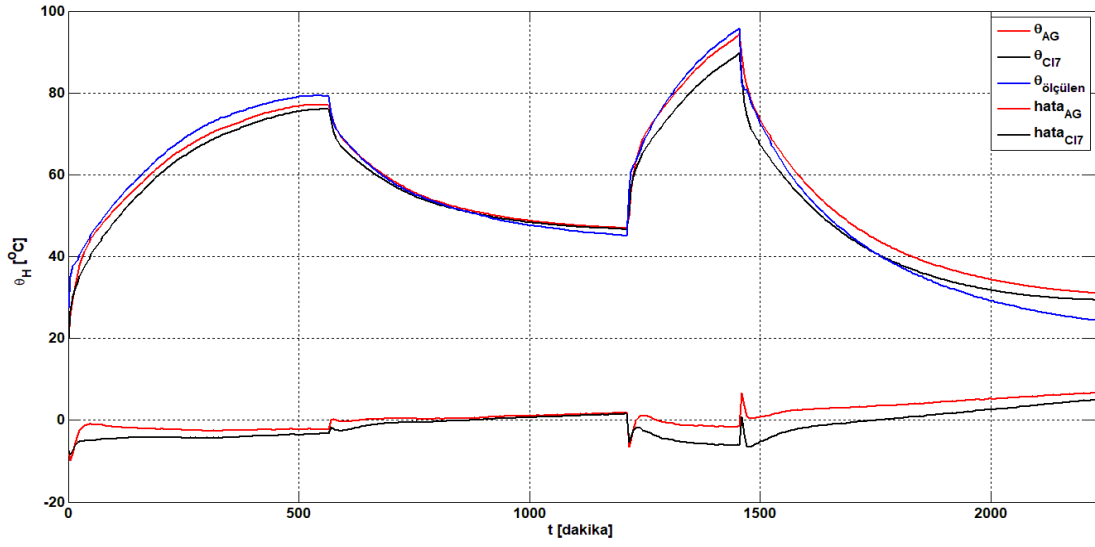
Şekil 4.14. Deneyler boyunca termokuplların ölçtüğü sıcaklıklar

Ölçümlerin dışında ESNS değerinin ve tepe yağ sıcaklığının değişimleri Clause-7 ve Annex-G ısı modelleri kullanılarak da hesaplanmıştır. Bunun için Ek-1'de verilen Matlab kodu kullanılmıştır. Hesaplamalarda giriş değerleri olarak deneysel çalışmalarda kullanılan yükleme değerleri ve ölçülen çevre sıcaklıkları kullanılmıştır.

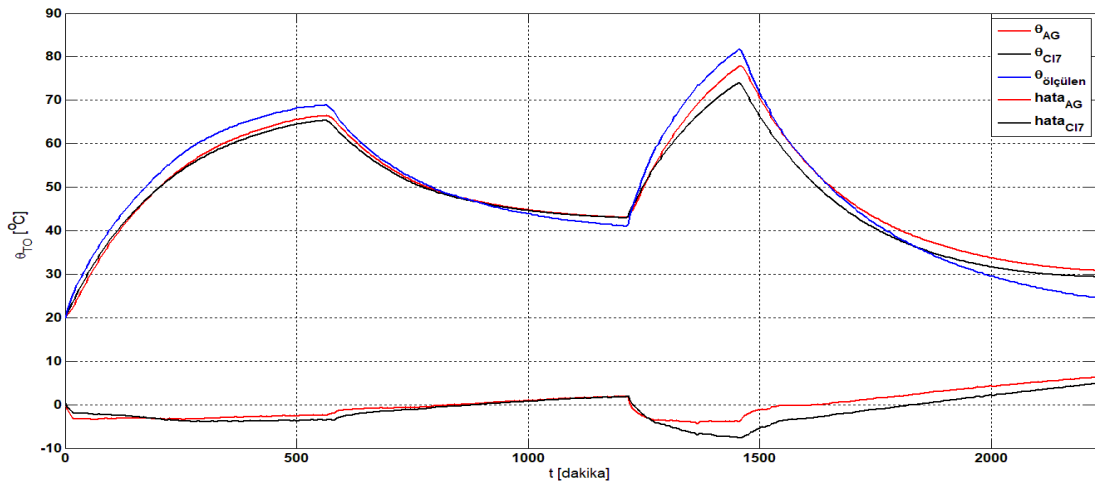
Ölçülen ve hesaplanan değerlerin değişimleri ESNS için Şekil 4.16'da ve TYS için Şekil 4.17'de bir arada verilmiştir. Aynı şekillerde her iki yöntemin hesapladığı değerler ile ölçülen değerler arasındaki farkın (yanılgının) değişimleri de verilmiştir. Sonuçlar, ilgili standartta verilmiş olan yöntemler kullanılarak hesaplanan sıcaklıkların gerçek değerler ile birebir uyuşmadığını ve gerçek değerlerin altında kaldığını göstermektedir. Yine de yapılan yanılgının en fazla 5 °C civarında olduğu görülmektedir. Burada, hesaplanan değerlerin başlangıçta girilen transformatör değerlerine sıkı bir şekilde bağlı olduğu unutulmamalıdır. Yani, transformatörün ısı hesaplamaları için kullanılan değerlerin hesaplamaların doğruluğuna etkisi yüksek olup bu değişmezlerin doğru belirlenmesi yöntemlerin doğru hesaplama yapabilmesi açısından oldukça önemlidir. Her iki yöntem kendi aralarında karşılaştırıldığında Annex-G'de verilen yöntemin gerçeğe daha yakın hesaplamalar yaptığı görülmektedir.



Şekil 4.15. Deneyler boyunca ölçülen transformatör akımının ve sıcaklıkların değişimleri



Şekil 4.16. Ölçülen ve IEEE modelleri kullanılarak hesaplanan ESNS değerlerinin değişimleri



Şekil 4.17. Ölçülen ve IEEE modelleri ile hesaplanan TYS değerlerinin değişimleri

4.2.2. IEC modellerinin deneysel olarak incelenmesi

Bu kısımda IEC 60076-7, 2005 standardında verilmiş olan ısıl modellerin (üslü eşitlikler ve fark eşitlikleri) başarımları bir önceki kısımda verilmiş olan deneysel çalışmanın verileri kullanılarak incelenmiştir. Bir önceki kısımda da kullanılmış olan 30 kVA gücündeki transformatörün IEC modellerinde kullanılması gereken değişmezler Çizelge 4.4'te verilmiştir.

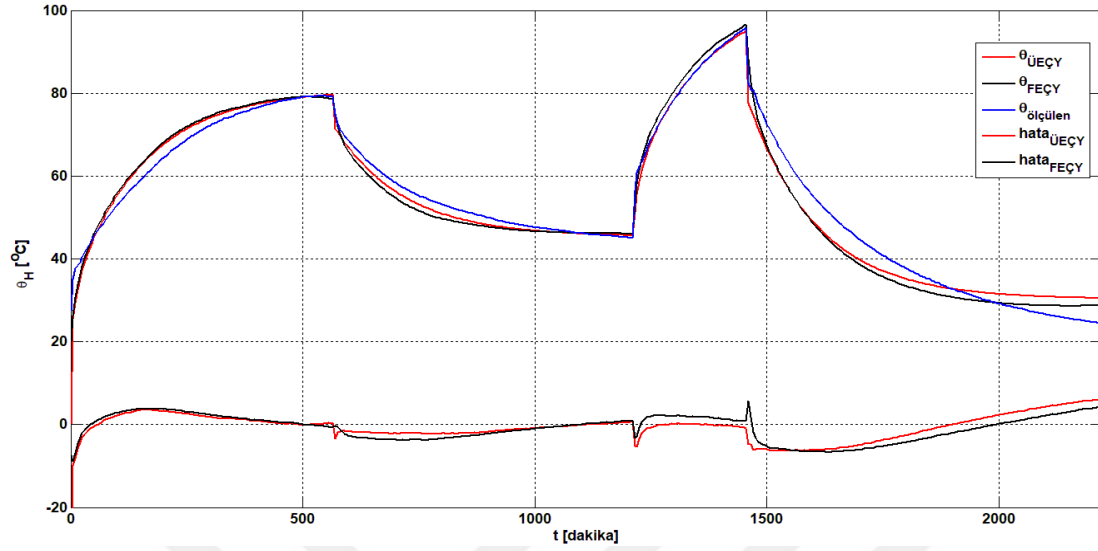
Deneysel çalışmalar boyunca ölçülen ESNS ve TYS değerlerinin değişimleri IEC 60076-7, 2005 standardında verilmiş olan *Üslü Eşitlikler ve Fark Eşitlikleri Çözüm Yöntemleri* kullanılarak da hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar önceki deneysel çalışmalarda kullanılan yükleme değerleri ve ölçülen çevre sıcaklıkları ile yapılmıştır. Hesaplamalar Matlab ortamında yazılan kodlar ile gerçekleştirilmiş olup bu kodlar Ek 2'de verilmiştir.

Çizelge 4.4. IEC modellerinde kullanılan transformatör değişmezleri

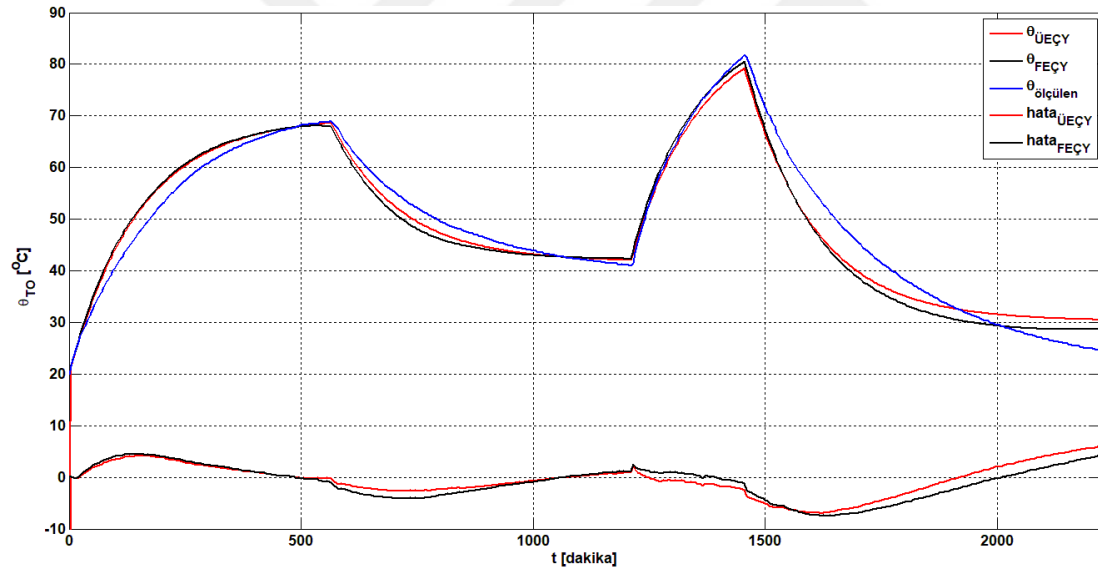
S	30 kVA	Soğutma	ONAN	g_r	10 °C
U_p	27.5 kV	P_W	686 W	$\Delta\theta_{H-R}$	11 °C
U_s	240 V	P_{CORE}	110 W	$\Delta\theta_{TO-R}$	49.8 °C
I_p	1.09 A	H	1.1	θ_A	20 °C
I_s	125.0 A	τ_W	6 dak.	τ_{TO}	150 dak.
x	0.8	k_{11}	1	k_{22}	2
y	1.6	k_{21}	1		

Ölçülen ve hesaplanan değerlerin değişimleri ESNS için Şekil 4.18'de ve TYS için Şekil 4.19'de bir arada verilmiştir. Aynı şekillerde her iki yöntemin hesapladığı değerler ile ölçülen değerler arasındaki farkın (yanılgının) değişimleri de verilmiştir. Sonuçlar, ilgili standartta verilmiş olan yöntemler kullanılarak hesaplanan sıcaklıkların geçici koşullarda gerçek değerler ile birebir uyuşmadığını göstermektedir. Fakat sürekli durumda yöntemlerin hesapladığı değerler ile ölçülen değerler neredeyse aynı olmuştur. Burada da hesaplamalarda kullanılan transformatör değişmezlerinin sonuca önemli etkisinin olduğu unutulmamalıdır. Değişmezlerin uygun değerlerinin kullanımı ile yapılan yanılğı daha da minimize

edilebilir. Fakat her bir transformatör tasarımı için uygun değişmezlerin belirlenmesi işi modelin daha karmaşık bir süreci gerektirmesine neden olacaktır.



Şekil 4.18. Ölçülen ve IEC modelleri ile hesaplanan ESNS değerlerinin değişimleri



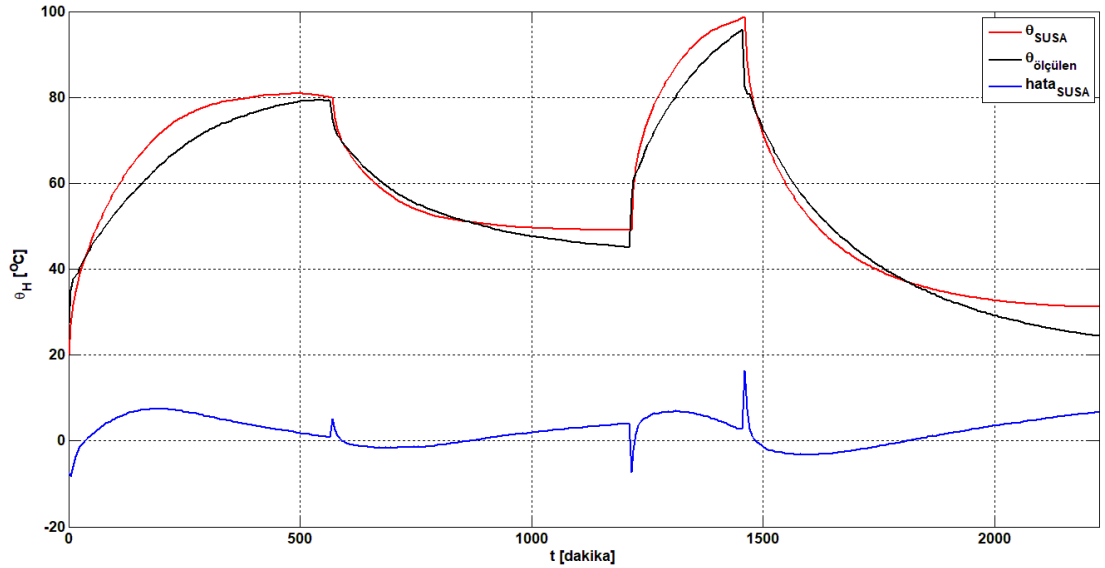
Şekil 4.19. Ölçülen ve IEC modelleri ile hesaplanan TYS değerlerinin değişimleri

4.2.3. Susa modellerinin deneysel olarak incelenmesi

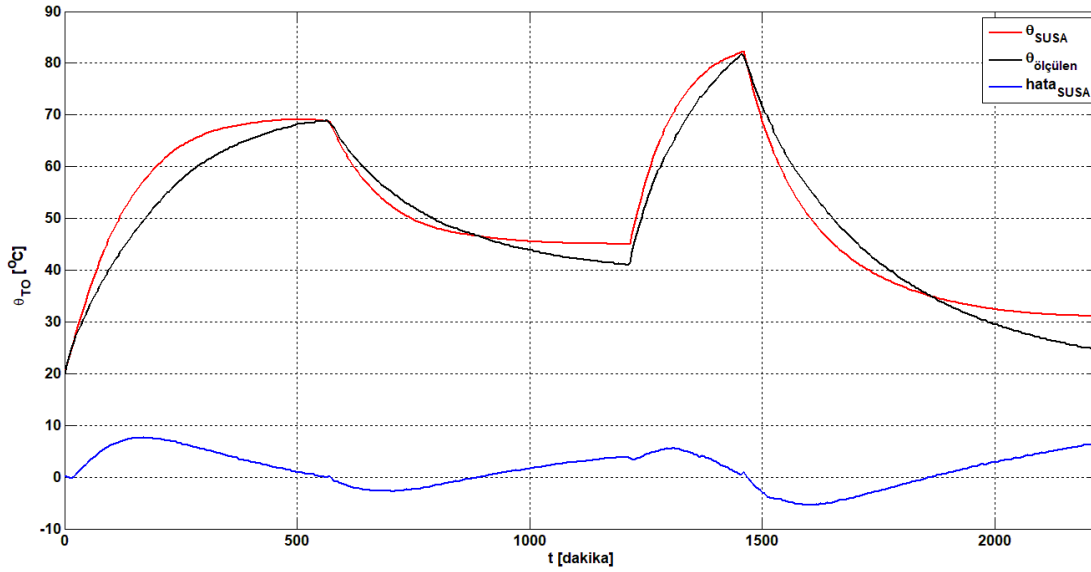
Bu kısımda Susa tarafından önerilmiş olan ısı modellerinin başarımları bir önceki kısımda verilmiş olan deneysel çalışmanın verileri kullanılarak incelenmiştir. Söz konusu modellerde IEC ve IEEE ısı modellerinde kullanılan değişmez ve değişkenler aynen burada da kullanılmıştır. Ayrıca, diğer modellerde bulunmayan n

değişmezinin değeri burada 0.25 olarak alınmıştır. Hesaplamalar IEEE ve IEC ısı modellerinin deneysel olarak incelenmesinde de kullanılan ısınma deneyi verileri kullanılarak yapılmıştır. Kullanılan veriler dört-bölgeli ısınma deneyi boyunca transformatör sargılarından akıtılan akım ve çevre sıcaklığıdır. Hesaplamalar için kullanılan Matlab kodları Ek 3’te verilmiştir.

Ölçülen ve Susa tarafından önerilen modeller kullanılarak elde edilen değerlerin değişimleri ESNS için Şekil 4.20’de ve TYS için Şekil 4.21’de bir arada verilmiştir. Aynı şekillerde hesaplanan değerler ile ölçülen değerler arasındaki farkın (yanılgının) değişimleri de verilmiştir. Sonuçlar, Susa modellerinin başarımının IEEE ve IEC modellerinin başarımından çok farklı olmadığını göstermektedir. Ayrıca düşük yüklemeler sonunda oluşan sürekli durumlar için hesaplanan sıcaklıkların oldukça yanılgılı olduğu görülmüştür. Yine de yapılan yanılgı en fazla 10 °C civarındadır. Bu sıcaklık farkı bazı durumlarda oldukça önemli olmaktadır. Bu yüzden var olan yöntemlerin daha da iyileştirilmesine veya daha doğru yöntemlerin geliştirilmesine gereksinim bulunduğunu göstermektedir. Burada da yöntemin transformatör değişmezlerine oldukça duyarlı olduğu ve bu nedenle modelde kullanılması gereken değişmezlerin değerlerinin iyi bir biçimde belirlenmesi gerektiği açıktır.



Şekil 4.20. Ölçülen ve hesaplanan ESNS değerlerinin değişimleri



Şekil 4.21. Ölçülen ve hesaplanan TYS değerlerinin değişimleri

4.2.4. Varolan ısı modeller ile ilgili bazı sonuçlar

Bu bölümde, ikisi IEEE tarafından, ikisi IEC tarafından ve biri D. Susa tarafından önerilmiş olan beş farklı ısı modelin 30 kVA anma gücünde ONAN soğutmalı tek-fazlı bir dağıtım transformatörü üzerinde yapılan ısınma deneyinin verileri incelenmiştir. İncelemeler modellerin hesapladığı TYS ve ESNS değerlerinin ölçülen gerçek değerler ile karşılaştırılması yöntemiyle yapılmıştır. İnceleme sonucunda yöntemlerin en fazla 5-10 °C'lik yanılgılar ile gerçek sıcaklıkları tespit edebildiği sonucuna varılmıştır. Bu düzeydeki yanılgı çok görünmese bile bazı durumlarda (ivedi durum aşırı yüklemeleri) önemli olmaya başlar. Bu yüzden daha doğru sonuçlar veren daha sade yöntemlere gereksinim vardır. Genel olarak varolan yöntemlerin yetersizlikleri şu şekilde sıralanabilir.

1-Varolan yöntemler transformatörlere ait çok sayıda değişmezin kullanımını gerektirmekte ve bu değişmezlerin belirlenmesi yöntemlerin iş yükünü arttırmaktadır.

2-Varolan yöntemlerin hesapladığı sıcaklık değerleri kullanılan değişmezlerin değerlerine oldukça fazla duyarlılık göstermektedir.

3-Varolan yöntemlerin geçici durumlarda verdiği cevaplar oldukça yetersizdir.

4-Varolan yöntemlerde yağ ve sargı sıcaklıklarının alttan üste doğru düzgün bir biçimde arttığı varsayılır. Uygulamada bu varsayım tam olarak doğruyu yansıtmayabilir.

5-Varolan modellerde yağın akma hızı dışındaki diğer fiziksel özellikleri (ısı iletkenlik, genleşme katsayısı, ısı kapasite gibi) değişmez varsayılır. Hâlbuki yağın diğer değişmezleri akma hızı kadar olmasa bile sıcaklık ile değişen değerlere sahiptir.

6-Varolan yöntemlerin giriş değişkeni olarak kullanılan transformatör akımının (yükleme oranı) sinüzoidal olduğu varsayılmakta olup harmoniklerin ek ısınmalara neden oluşu göz önüne alınmamaktadır. Bu durum harmonikli durumlarda modellerin yanılma oranının artacağı anlamına gelir.

7-IEEE standartlarında çevre sıcaklığının yağ sıcaklığına hemen etki ettiği varsayılmaktadır. Ayrıca, IEEE standartlarında sargı direncine sıcaklığın etkisi göz ardı edilmektedir.

4.3. OSS Kestirim Yönteminin Deneysel Olarak İncelenmesi

Bu çalışmanın ana odak noktası gerçek zamanlı çalışma esnasında (yükte çalışmada) transformatörün birincil ve ikincil yanından ölçülen gerilim ve akım değerleri kullanılarak OSS değerinin nasıl elde edilebileceğini göstermektir. Bu, kuramsal olarak önceki bölümlerde açıklanmış olmasına karşın deneysel çalışmalar ile de kanıtlanmalıdır. Bu yüzden, bu bölümde 3 tane tek fazlı transformatör ile yapılan deneysel çalışmalar verilmiştir. Deneylerde kullanılan transformatörlerin anma değerleri kısaca Çizelge 4.5’de verilmiştir.

Çizelge 4.5. Deneylerde kullanılan transformatörlerin anma değerleri

	Transformatör-1	Transformatör-2	Transformatör-3
Anma Gücü	5 kVA	30 kVA	60 kVA
Anma Gerilimi	380 V/220 V	27.5 kV/0.24 kV	27.5 kV/0.46 kV
Anma Akımı	13.2 A/22.7 A	1.09 A/125 A	2.18 A/130.4 A
Faz Sayısı	1	1	1
Soğutma Tipi	AN	ONAN	ONAN
Sarımlar Oranı	1.667	114.33	59.7825

Laboratuvar koşullarında transformatörlerin birincil yanlarından 27500 V gerilim uygulanarak deneysel çalışma yapmak zor olduğundan transformatör-2 ve transformatör-3 için yükte testler yerine kısa-devre deneyleri ile deneyler gerçekleştirilmiştir. Bu yüzden öncelikle kısa-devre deneyi ile yükte çalışma deneylerinin sargı direncini elde etme bakımından eşdeğer olduğu gösterilmelidir. Deneysel çalışmaların ilk kısmında, transformatör-1 kullanılarak söz konusu eşdeğerlilik gösterilmiştir. İkinci kısımda ise transformatör-1 üzerinde yapılan yükte çalışma deneyleri ve transformatör-2 ve transformatör-3 üzerinde yapılan kısa-devre deneyleri ile gerçek zamanlı OSS izleme yönteminin geçerliliği deneysel olarak incelenmiştir.

Deneysel çalışmaların her bir aşamasında akımları ve gerilimleri örneklemek ve kaydetmek için bir Hioki3198 marka güç kalitesi analizörü kullanılmıştır. Ayrıca, deneysel çalışmalar boyunca sargıların DA dirençlerini ölçmek için bir adet Metrel MI-3250 marka mikro-ohm-metre kullanılmıştır.

4.3.1. Deneysel çalışmalar-I

Bu kısımda, transformatörlerin kısa devre ve yükte verileri kullanarak yöntemin hesapladığı AA sargı dirençleri arasındaki eşdeğerliliği gösterilmek istenmektedir. Bu amaçla 5 kVA anma gücündeki transformatörde iki farklı sargı sıcaklığında yapılmış olan kısa-devre ve yükte çalışma deneyleri verilmiştir. Deneyler iki aşamadan oluşmaktadır. İlk aşama, transformatörün sargı sıcaklığı çevre sıcaklığına eşit iken yapılan kısa-devre ve yükte çalışma deneylerinden oluşmaktadır. Bu

aşamada elde edilen değerler referans değerlerdir. Referans değerlerin doğru elde edilebilmesi için test edilen transformatörün bulunduğu ortamın sıcaklığının son 24 saat boyunca en fazla 2 °C'lik bir aralıkta değişim göstermiş olması gerekir. Böylece sargı sıcaklığının ortam sıcaklığına eşitliği garanti altına alınmış olur. Bu koşulların sağlandığı test transformatörünün referans DA sargı dirençleri (R_p ve R_s) mikro-ohmmetre yardımıyla ölçülerek kaydedilmiştir. Ayrıca, tek fazlı transformatörün bulunduğu test ortamının sıcaklığı (θ_A) da ölçülmüştür. Burada şunu da hemen belirtmek gerekir ki IEEE Std C57.12.90, 2015'e göre başlangıç anında (soğuk durum) ölçülen çevre sıcaklığı sargı sıcaklığına eşit olduğu varsayılır:

$$\theta_{ref} = \theta_A \quad (4.1)$$

Bu aşamadaki (çevre sıcaklığındaki) AA dirençlerin elde edilebilmesi için transformatörler iki farklı akım için çok kısa sürelerle hem kısa devre çalışma hem de yükte çalışma durumuna getirilerek birincil ve ikincil yanlarından gerilim ve akım ölçümleri yapılmış ve elde edilen veriler referans veriler olarak kaydedilmiştir. Yükte çalışma deneylerinde bir kademeli ohmik yük grubu kullanılmıştır. Bu aşamada sargı sıcaklığının ve buna bağlı olarak sargı direnç değerlerinin aynı değerlerde kalabilmesini sağlamak için yükte ve kısa devre deneylerinin çok kısa sürelerde tamamlanmasına özellikle dikkat edilmiştir.

İkinci aşamada transformatörün referans sıcaklıktan farklı bir sıcaklıktaki AA sargı dirençlerinin bulunması amaçlanmıştır. Bu yüzden, transformatör öncelikle uzun süreli bir kısa-devre çalışmaya tabi tutularak sargıların bir miktar ısınması sağlanmıştır. Sargı sıcaklığı arttırılmış olan transformatöre ilk aşamada olduğu gibi yine 2 farklı akımda kısa-devre ve yükte çalışma deneyleri uygulanmıştır. Testler sonucunda elde edilen örnekleme değerlerine AFD uygulanarak gerilimlerin ve akımların temel bileşenleri hesaplanmıştır. Bulunan sonuçlar Çizelge 4.6'de toplu olarak verilmiştir. Çizelge 4.6'deki değerler ham verilerdir. Bu veriler önerilen hesaplama yöntemleri ile işlenerek sargıların toplam AA direnç değerleri hesaplanmıştır. Transformatörün birincil yanından görünen toplam DA sargı direnci ise (4.2) eşitliği kullanılarak birincil ve birincil yana indirgenmiş ikincil yan sargı dirençlerinin toplamıyla hesaplanmıştır.

$$R_{DC} = R_p + r_t^2 R_s \quad (4.2)$$

Hesaplamalar sonucunda elde edilen direnç değerleri ve OSS değerleri Çizelge 4.7’de topluca verilmiştir.

Çizelge 4.6. Deneyisel çalışmalarda ölçülen veriler

Test No		1 ($\theta_A=15.8$ °C)	2 ($\theta_A=15.8$ °C)	3	4
<i>DA Sargı Dirençleri</i>	R_p [mΩ]	252.0		314.9	
	R_s [mΩ]	107.3		131.5	
<i>Kısa-Devre Test Sonuçları</i>	u_{p1} [V-Deg.]	5.81∠-90.96	11.28∠-90.19	11.95∠-90.81	9.49∠-89.94
	i_{p1} [A-Deg.]	7.56∠-131.77	14.74∠-131.30	13.79∠-126.24	10.92∠-125.28
	i_{s1} [A-Deg.]	12.56∠-131.69	24.52∠-131.24	22.96∠-126.16	18.18∠-125.18
<i>Yükte Çalışma Test Sonuçları</i>	u_{p1} [V-Deg.]	380.43∠-89.10	379.22∠-89.17	378.75∠-90.60	377.36∠-90.41
	i_{p1} [A-Deg.]	3.69∠-93.08	5.25∠-91.91	5.97∠-93.16	7.48∠-92.40
	u_{s1} [V-Deg.]	227.09∠-89.36	225.86∠-89.55	224.89∠-91.03	223.44∠-90.97
	i_{s1} [A-Deg.]	5.68∠-88.59	8.27∠-88.79	9.48∠-90.43	12.00∠-90.25

Çizelge 4.7. Çizelge 4.6’deki verilerden hesaplanan direnç ve sıcaklık değerleri

Test No	1	2	3	4
R_{ACI} [mΩ] (Kısa-devre deneyinden)	551.3	548.4	679.9	681.4
R_{ACI} [mΩ] (Yükte çalışma deneyinden)	551.7	550.3	679.4	678.8
R_{DC} [mΩ] (Doğrudan ölçülen)	550.1		680.2	
θ_w [°C] (OSS)	15.8		74.6	

Burada 1 ve 2 no'lu testler referans testler olup bu deneylerin yapıldığı esnada sargı sıcaklıklarının çevre sıcaklığına eşit olduğu kabul edilmiştir. Dolayısıyla, 3 ve 4 nolu deneylerin yapıldığı andaki sargı sıcaklıkları DA sargı dirençleri kullanılarak

$$\theta_w = \frac{R_{DC}}{R_{DC-ref}} (\theta_k + \theta_{ref}) - \theta_k \quad (4.3)$$

eşitliği ile hesaplanmıştır.

Çizelge 4.7'teki verilerden özet olarak aşağıdaki çıkarımlar yapılabilir:

- a) Kısa-devre ve yükte çalışma test verileri ile aynı AA sargı direnci değerleri elde edilmektedir. Bu sonuç kısa-devre deneyi ile yükte çalışma deneyinin sargı direncini hesaplama bakımından eşdeğer yöntemler olduğunu deneysel olarak da göstermektedir.
- b) Aynı sıcaklıktaki sargının farklı gerilim ve akımlar kullanılarak yapılan AA sargı direnci hesaplamaları aynı sonucu vermiştir. Bu sonuç, sargı dirençlerinin (AA ve DA) gerilimden ve akımdan bağımsız olarak yalnızca sargı sıcaklığına bağlı olarak modellenebileceğini gösterir.
- c) Küçük güçlü ve kuru tip transformatörlerde stray etkisinin sınırlı olmasından dolayı AA ve DA sargı dirençleri arasındaki fark yok sayılabilecek düzeyde küçüktür. Burada deneylere tabi tutulan küçük güçlü transformatörün DA ve AA sargı dirençleri bu yüzden beklendiği gibi yaklaşık olarak aynı değerlerde elde edilmiştir. Fakat büyük güçlü ve yağlı tip transformatörlerde söz konusu dirençler arasındaki fark stray etkisinin önemli derecelerde olmasından dolayı birbirinden farklıdır. Bu durum bir sonraki kısımda verilen deney sonuçlarında daha net bir biçimde ortaya çıkmaktadır.

4.3.2. Deneysel çalışmalar-II

Bu kısımda, Çizelge 4.5.'de anma değerleri verilen transformatörler üzerinde yapılan kısa devre deneyleri ile AA direnç değerinden DA direnç değerini ve OSS değerlerinin deneyler ile incelemesi verilmiştir. Deneysel çalışmalar iki aşamada yapılmıştır. İlk aşamada transformatörlerin referans sıcaklık ve direnç değerlerinin elde edilmesi sağlanmıştır. Deneysel çalışmaların ikinci aşaması ise transformatör

sargılarından kısa-devre çalışma koşullarında çeşitli değerlerde akımlar akıtılarak gerçekleştirilen ısınma deneylerinden oluşmaktadır. Isınma deneylerinin her bir adımının sonunda sargıların DA direnç değerleri ölçülerek gerçek OSS değerlerinin tespiti yapılmış ve yöntemin hesapladığı OSS değerleri ile karşılaştırması amaçlanmıştır.

Referans değerlerin doğru elde edilebilmesi için test edilen transformatörün bulunduğu ortamın sıcaklığının son 24 saat boyunca en fazla 2 °C’lik bir aralıkta değişim göstermiş olması gerekir. Böylece sargı sıcaklığının ortam sıcaklığına eşitliği garanti altına alınmış olur. Bu koşulların sağlandığı transformatörlerin referans DA sargı dirençleri mikro-ohm-metre yardımıyla ölçülmüştür. Referans AA sargı dirençleri ise transformatörlere bir defaya mahsus kısa bir süreliğine yaptırılan kısa devre çalışmanın verileri yardımıyla hesaplanmıştır. Ayrıca ortam sıcaklığı da ölçülerek referans sargı sıcaklığı olarak kaydedilmiştir. Elde edilen referans değerler Çizelge 4.8’te verilmiştir.

Çizelge 4.8. Transformatörlerin referans değerleri

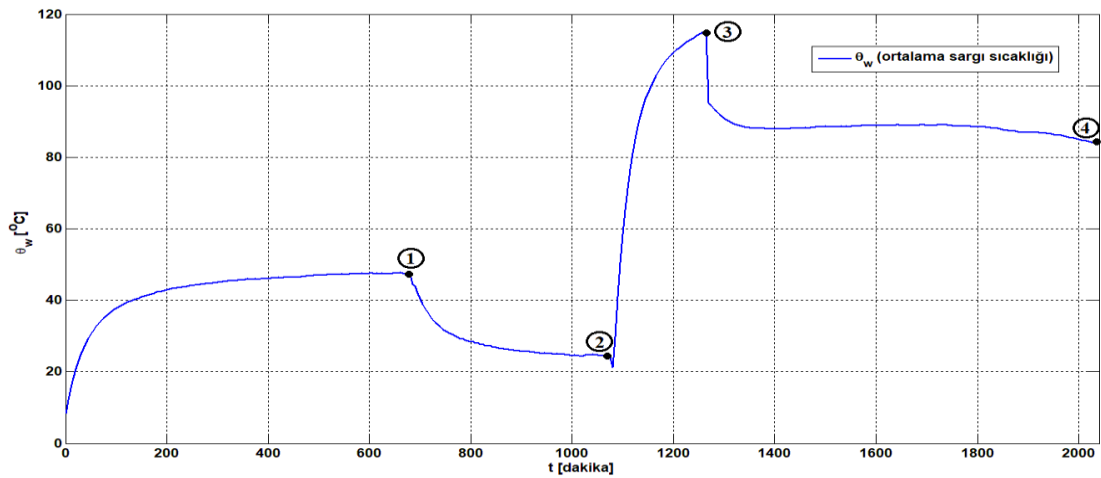
	$R_{AC1-ref}$	R_{DC-ref}	R_{S1-ref}	θ_{ref}
Transformatör-1	534.5 mΩ	534.3 mΩ	0.2 Ω	9.6 °C
Transformatör-2	464.7 Ω	444.5 Ω	19.8 Ω	7.8 °C
Transformatör-3	235.5 Ω	195.6 Ω	39.9 Ω	8.0 °C

Referans değerler elde edildikten sonra karakteristik dirençlerin farklı sıcaklıklardaki değerlerinin bulunabilmesi amacıyla transformatörler sırasıyla Çizelge 4.9’da verilmiş olan yükleme oranları ve süreleri ile kısa devre çalışmaya tabi tutulmuş ve böylece farklı sıcaklıklara kadar ısınmaları sağlanmıştır.

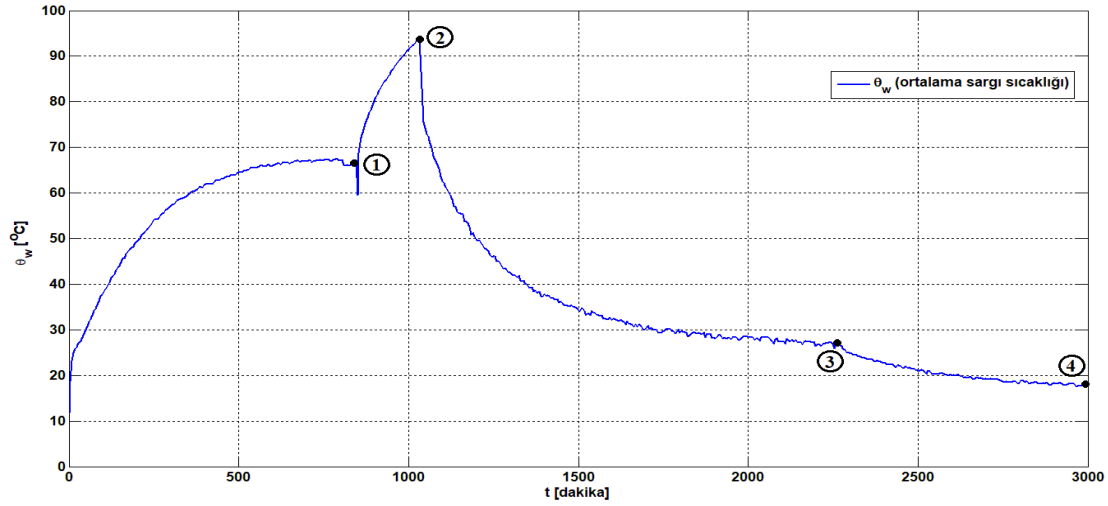
Çizelge 4.9. Transformatörlerin yükleme oranları ve süreleri

	1. Yük / Süre	2. Yük / Süre	3. Yük / Süre	4. Yük / Süre
<i>Transformatör-1</i>	0.73 pu 685 dak	0.38 pu 395 dak	1.25 pu 190 dak	1.00 pu 775 dak
<i>Transformatör-2</i>	1.00 pu 850 dak	1.35 pu 190 dak	0.48 pu 1230 dak	0.31 pu 725 dak
<i>Transformatör-3</i>	1.00 pu 985 dak	1.35 pu 185 dak	0.67 pu 1045 dak	0.42 pu 785 dak

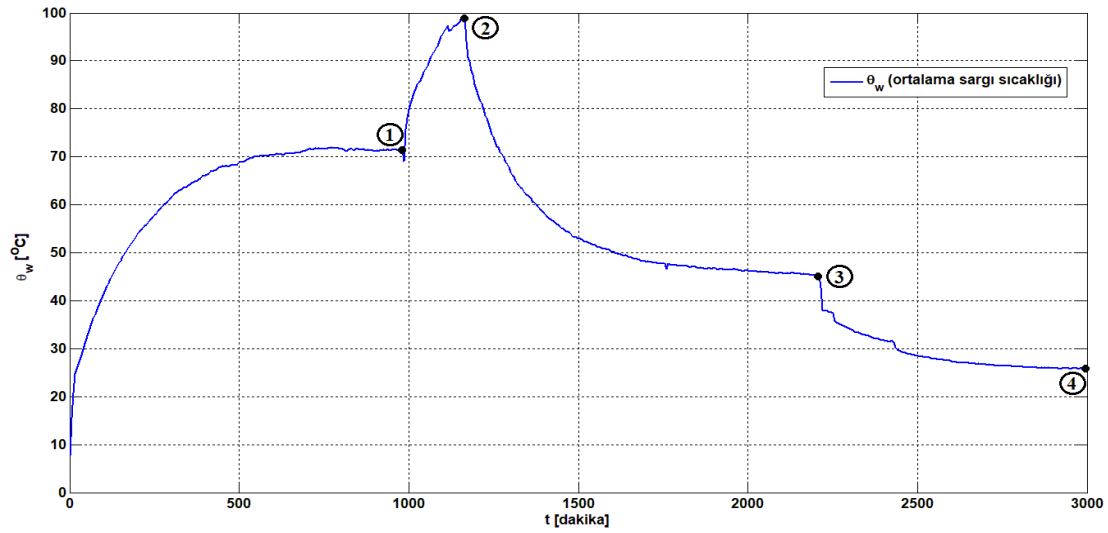
Bütün testler boyunca transformatörlerin birincil yan gerilimi ve her iki yanın akımları her 5 dakikada bir kez eşzamanlı bir biçimde ölçülmüştür. Her bir ölçüm 5 periyod boyunca 20 kHz örnekleme sıklığıyla yapılan örneklemlerden oluşmaktadır. Her bir akım kademesinin sonunda gerilimlerin ve akımların değişiminden sargı sıcaklıklarının kararlı duruma gelip gelmediği izlenmiştir. Kararlı duruma erişildiğinde ise transformatöre uygulanan gerilim kısa bir süreliğine kesilerek DA sargı dirençlerinin ölçümü gerçekleştirilmiştir. Direnç ölçümünde IEEE Std C57.12.90, 2015’de tavsiye edilen prosedür kullanılmıştır. Tek-fazlı transformatörler için buraya kadar anlatılmış olan deney prosedürü ve hesaplama yöntemi uygulanarak her üç transformatör için elde edilen OSS değerlerinin ısınma deneyleri boyunca değişimleri Şekil 4.22, Şekil 4.23 ve Şekil 4.24’te ayrı ayrı verilmiştir.



Şekil 4.22. Transformatör-1'in OSS değerinin ısınma deneyleri boyunca değişimi



Şekil 4.23. Transformatör-2'nin OSS değerinin ısınma deneyleri boyunca değişimi



Şekil 4.24. Transformatör-3'ün OSS değerinin ısınma deneyleri boyunca değişimi

Isınma deneylerinin her bir kararlı durum sıcaklığının sonunda transformatörlerin DA sargı dirençlerinin ölçüldüğünü daha önce belirtmiştik. Bu işlem yöntem ile hesaplanan OSS değerlerinin doğruluğunu ortaya koymak için yapılmıştır. Ölçümlerin yapıldığı çalışma noktaları Şekil 4.22-4.24'te numaralı (1-4) olarak gösterilmiştir. Yapılan DA sargı direnci ölçümleri Çizelge 4.10'da topluca verilmiştir. Bu dirençler, referans değerler ile beraber (4.2) ve (4.3) eşitliklerinde kullanılarak transformatörlerin gerçek OSS değerlerinin elde edilmesi sağlanmıştır. Çizelge 4.11'de sargıların hem gerçek hem de önerilen yöntem ile hesaplanan OSS değerleri verilmiştir.

Çizelge 4.10. Transformatörlerin her bir ısınma deneyi sonrasında ölçülen DA sargı dirençleri

Test numarası		1	2	3	4
Transformatör-1	R_p [m Ω]	286.86	260.44	359.95	326.80
	R_s [m Ω]	121.23	110.52	148.35	135.73
Transformatör-2	R_p [Ω]	289.57	320.37	251.0	243.0
	R_s [m Ω]	20.36	22.24	17.83	17.20
Transformatör-3	R_p [Ω]	142.97	158.01	130.35	122.84
	R_s [m Ω]	28.76	31.66	26.30	24.77

Çizelge 4.11. Transformatörlerin OSS değerlerinin gerçek ve hesaplanan değerleri

Test numarası			1	2	3	4
Transformatör-1	θ_w [°C]	Gerçek	49.3	23.7	117.0	85.9
		Hesaplanan	47.2	24.2	115.2	84.2
Transformatör-2	θ_w [°C]	Gerçek	68.5	98.6	29.1	20.2
		Hesaplanan	67.6	94.5	27.8	18.9
Transformatör-3	θ_w [°C]	Gerçek	70.2	101.7	43.6	27.6
		Hesaplanan	71.5	99.3	45.3	25.9

Çizelge 4.11'deki sonuçlar önerilen yöntemin OSS değerlerini oldukça iyi bir şekilde hesaplayabildiğini göstermektedir.

4.3.4. Sonuçların yorumlanması

Bu bölümde tek-fazlı transformatörlerin gerçek zamanlı gerilim ve akım verileri kullanılarak OSS değerlerinin nasıl elde edilebileceği üzerine yapılan kuramsal ve deneysel çalışmalar verilmiştir. Transformatörlerin DA ve stray sargı dirençleri sıcaklık ile sırasıyla doğru ve ters orantılı olarak değişir. Bu yüzden bu iki farklı ilişki birleştirilerek yeni bir eşitlik ortaya konulmuştur. (3.83) eşitliği olarak verilen bu ilişki referans değerler ve transformatörün gerçek çalışma esnasındaki gerilimleri ve akımları kullanılarak elde edilen AA direnç değerini kullanmaktadır. İki kısımda verilmiş olan deneysel çalışmaların ilk kısmında kısa-devre çalışma ile yükte çalışma

deneylerinin eşdeğer oldukları gösterilmiştir. Öyle ki, bir transformatörün kısa-devre çalışması aslında ikincil yanına bağlı yükün direncinin sıfır olması durumundaki yükte çalışma gibidir. Deneysel çalışmaların ikinci kısmında kısa-devre çalışma kullanılarak gerçekleştirilen ısınma deneyleri ve bu testler sonunda yapılan ölçümler ve hesaplamalar verilmiştir. Deneysel çalışmalar gerçek ve hesaplanan OSS değerleri birbirlerine oldukça yakın olduğunu göstermiştir. Sonuç olarak sargıların ortalama sıcaklığı gerçek zamanlı olarak elde edilebilmektedir. Bu durum 3 adet tek-fazlı dağıtım transformatörü üzerinde yapılan deneyler ile de gösterilmiştir. Bu da önerilen yöntemin geçerliliğini açık bir biçimde ortaya koymaktadır.

4.4. ESNS Kestirim Yöntemlerinin Deneysel Olarak İncelenmesi

Bu kısımda, önerilmiş olan yeni yöntemlerin anma değerleri daha önce verilmiş olan (Çizelge 4.3 ve Çizelge 4.4) transformatör üzerindeki deneysel uygulamalar verilmiştir. Deneysel çalışmalar dördüncü bölümde verilmiş olan deneysel çalışmanın benzeri bir biçimde transformatöre çeşitli akımlarda kısa devre bağlantıda uygulanan ısınma deneyi ile gerçekleştirilmiştir. Beş bölgeyi yüklemenin süreleri ve ortalama yük değerleri sırasıyla,

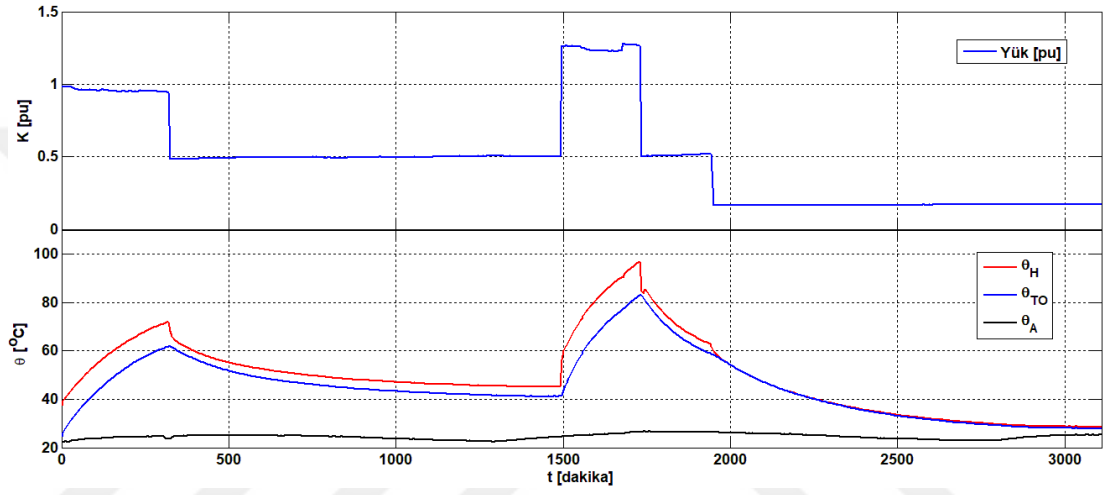
1. bölge için 320 dakika => 0.95 pu,
2. bölge için 1170 dakika => 0.49 pu,
3. bölge için 240 dakika => 1.25 pu,
4. bölge için 450 dakika => 0.51 pu ve
5. bölge için 1170 dakika => 0.17 pu biçimindedir.

Test boyunca her 5 dakikada bir defa olmak üzere transformatörün TYS, ESNS ve çevre sıcaklığı örneklenerek kaydedilmiştir. Ayrıca, eşzamanlı olarak, transformatörün birincil yan akımı ve gerilimi ile ikincil yan akımı da her 5 dakikada 1 kez olmak üzere 20 kHz'lik örnekleme sıklığı ile 14 periyot boyunca örneklenmiştir.

Toplamda yaklaşık olarak 52 saat süren 5-bölgeli ısınma deneyinin pu olarak akım (veya yükleme) değerlerinin değişimi Şekil 4.25'te verilmiştir. Aynı şekilde, sıcaklık algılayıcılarınca ölçülen TYS, ESNS ve çevre sıcaklığı değerlerinin değişimi

de verilmiştir. Şekil 4.25'te değişimleri verilmiş olan ve deney boyunca ölçülmüş olan yükleme ve sıcaklık değerleri Matlab matris formunda Ek-4'te verilmiştir.

Toplamda 623 farklı anda yapılan ölçümler kullanılarak öncelikle gerilim ve akımların temel bileşen genlik ve faz açıları hesaplanmıştır. Hesaplanan değerler (3.92) eşitliğinde kullanılarak sargıların toplam AA direnci hesaplanmıştır. Sonrasında ise elde edilen AA direnç değeri (3.83) eşitliği yardımıyla OSS değerlerinin elde edilmesinde kullanılmıştır. Bu eşitlikte kullanılan referans değerler Çizelge 4.12'de verilmiştir

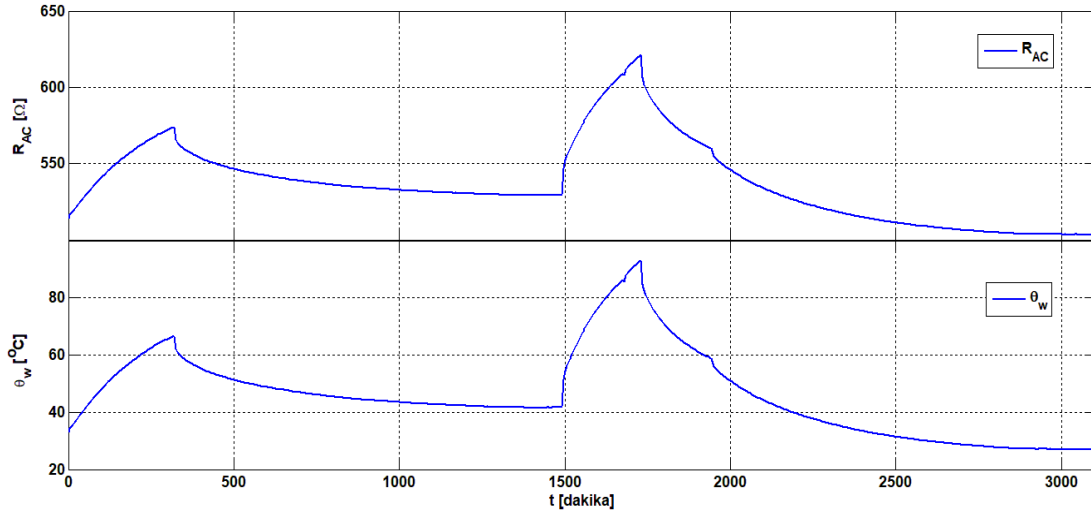


Şekil 4.25. Beş bölge ısıtma deneyi boyunca ölçülen birim akım ve sıcaklıklar

Çizelge 4.12. OSS hesabında kullanılan referans değerler

	$R_{ac1-ref} [m\Omega]$	$R_{dc-ref} [m\Omega]$	$R_{s1-ref} [m\Omega]$	$\theta_{ref} [^{\circ}C]$
Referans değerler	495.0	473.3	21.7	22.2

Sonuç olarak test boyunca değişimi Şekil 4.25'te verilmiş olan sargı AA dirençleri ve OSS değerleri elde edilmiştir.

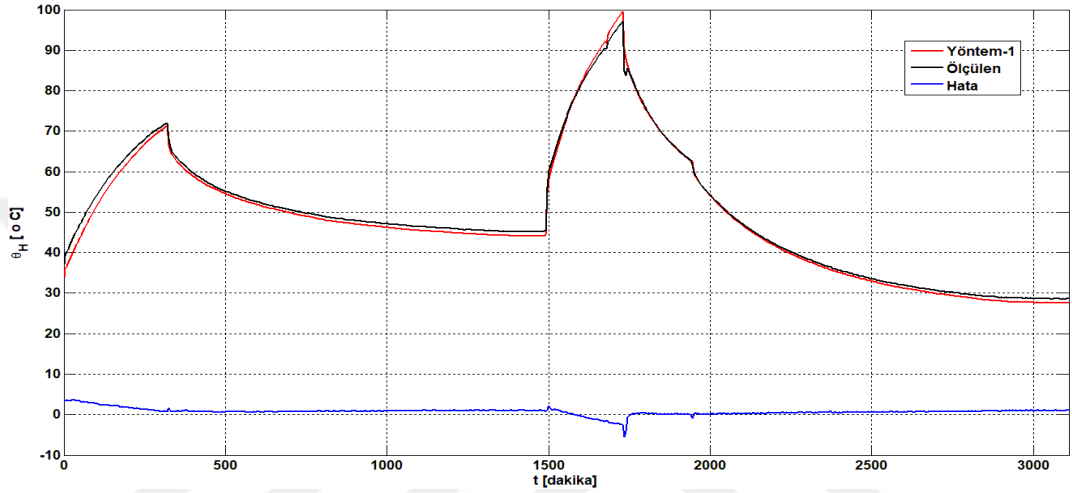


Şekil 4.26. Beş bölgeli ısınma deneyi boyunca hesaplanan sargı AA dirençleri ve OSS değerleri

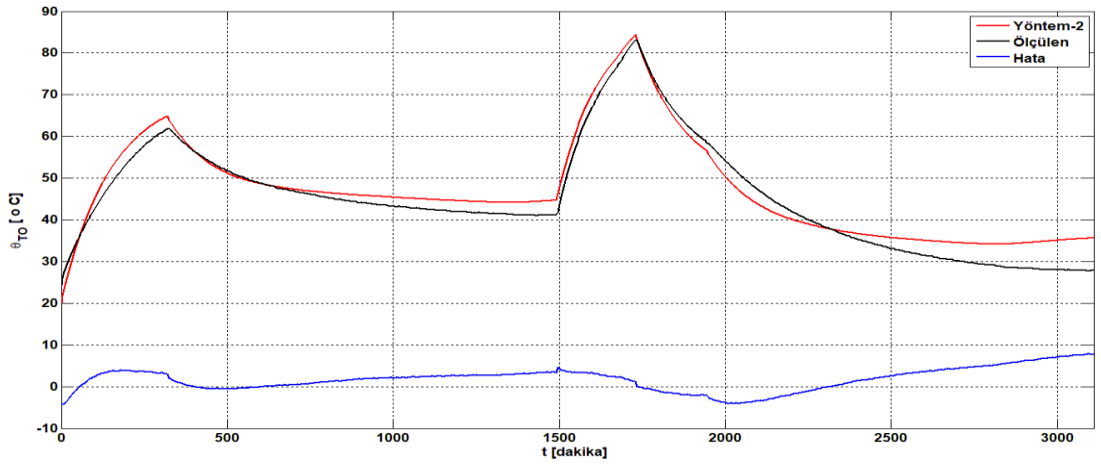
Değişimi Şekil 4.26’te verilmiş olan OSS değerleri sırasıyla önce Yöntem-1’de ve daha sonra Yöntem-2’de kullanılarak transformatörün ESNS değerleri hesaplanmıştır. Hesaplamalarda kullanılan Matlab kodları sırasıyla Ek 4 ve Ek 5’de verilmiştir. Yöntem-1 kullanılarak hesaplanan ESNS değerleri doğrudan ölçülen değerler ile bir arada olacak biçimde Şekil 4.27’de verilmiştir. Yöntem-2 kullanılarak elde edilen TYS ve ESNS değerleri ölçülen gerçek değerler ile bir arada olacak biçimde sırasıyla Şekil 4.28 ve Şekil 4.29’de verilmiştir. Aynı şekillerde hesaplanan değerlerin gerçek (ölçülen) değerler ile farkı kullanılarak bulunmuş olan yanılğı değerlerinin değişimleri de gösterilmiştir.

Her iki yöntemin Şekil 4.27 ve Şekil 4.29’de gösterilmiş olan ESNS değeri hesaplama sonuçları gerçek değerler ile oldukça iyi bir biçimde örtüşmektedir. Hesaplanan ile ölçülen değerler arasındaki en büyük fark (yanılğı) ani yük değişimlerinin olduğu anlarda gerçekleşmiş olup bu anlardaki yanılğılar en fazla 5 °C civarındadır. Diğer zamanlarda ise yanılğı en fazla 1 °C kadardır. Bu, yöntemlerin ESNS değerini oldukça iyi bir biçimde hesaplayabildiğini gösterir. İkinci yöntemin hesapladığı TYS değerleri gerçek ölçüm değerleri ile bir arada olacak biçimde Şekil 4.28’de verilmiştir. Yanılğının değişimine bakıldığında hesaplanan TYS değerlerindeki yanılğının ESNS değerlerinin yanılğı oranından çok daha fazla olduğu görülmektedir. Yöntem-2’nin TYS hesaplama biçimi IEC’nin fark eşitlikleri yöntemi ile aynı olup yeterli doğrulukta olmadığı görülmektedir.

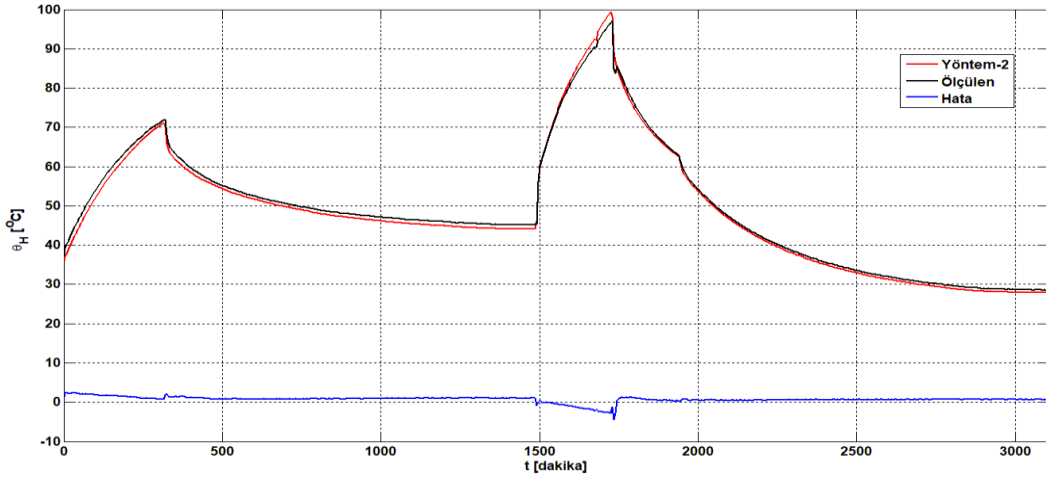
Yöntemler kendi aralarında karşılaştırıldığında birinci yöntemin ESNS değerlerini kısmen daha doğru hesaplayabildiği görülmektedir. Fakat birinci yöntemde TYS değerinin hesaplama sonucu değil de doğrudan ölçüm sonucunda elde edildiğini de göz önüne almak gerekir. Yani Yöntem-1'in giriş değerlerinden biri de TYS olup bu sıcaklığın bir sıcaklık algılayıcısı ile ölçümünü gerektirmektedir. Yöntem-2 sadece transformatör akım ve gerilim değerlerini kullandığı halde Yöntem-1'in başarımına yakın bir başarımla sağlamaktadır.



Şekil 4.27. Ölçülen ve Yöntem-1 kullanılarak elde edilen ESNS değerlerinin değişimleri

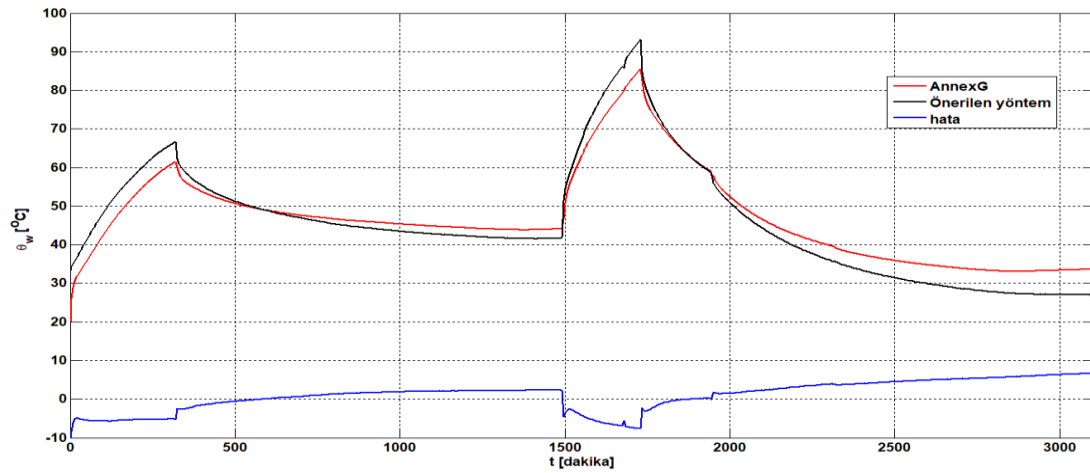


Şekil 4.28. Ölçülen ve Yöntem-2 kullanılarak elde edilen TYS değerlerinin değişimleri



Şekil 4.29. Ölçülen ve Yöntem-2 kullanılarak elde edilen ESNS değerlerinin değişimleri

Bu bölümde verilmiş olan yöntemlerin hesapladığı ESNS değerleri üçüncü bölümde verilen ısıt modellerin hesapladığı ESNS değerleri ile karşılaştırıldığında ise oldukça başarılı görünmektedir. Bunun nedeninin yeni OSS hesaplama yönteminin gerçek değerleri oldukça doğru bir biçimde hesaplayabilmesi olduğu düşünülmektedir. Yeni yöntemlerin hesapladığı OSS değerlerinin gerçek değerler ile hemen hemen aynı olduğu bir önceki kısımda verilmiş olan deneysel çalışmalar ile gösterilmişti. Aynı başarımlı IEEE'nin Annex-G ısıt modelinde gözlemlenememiştir. Öyle ki bu bölümde kullanılmış olan beş bölge deney verileri IEEE Annex-G ısıt modeline de uygulanarak OSS hesaplamaları yapılmış ve sonuçlar burada kullanılan yöntemin sonuçları ile karşılaştırıldığında bu durum açık bir biçimde görülmüştür. Şekil 4.30'da verilmiş olan bu sonuçlar bunu açık bir biçimde ortaya koymaktadır.



Şekil 4.30. Önerilen ve Annex-G yöntemleri ile elde edilen OSS değerleri

Bu tezin üçüncü bölümünde verilmiş olan ısı modeller ve sunulmuş olan yöntemler ESNS değerini hesaplamada yaptıkları yanlışlar bakımından da karşılaştırılmıştır. Bunun için bu bölümde kullanılmış olan beş bölgesi ısınma deneyi verileri kullanılmıştır. Hesaplanan ve ölçülen değerler arasındaki fark yanlış olarak göz önüne alınmış ve her bir yöntem için ortalama yanlış kareler hesaplanmıştır. Ortalama yanlış kare eşitliği olarak

$$E = \frac{1}{M} \sum_{k=1}^M (\theta_{H-hes}(k) - \theta_{H-ölç}(k))^2 \quad (4.4)$$

kullanılmıştır. Bu eşitlikteki M sıcaklık ölçümü ve hesaplaması yapılan zamanların sayısını, $\theta_{H-hes}(k)$ ve $\theta_{H-ölç}(k)$ k. anın hesaplanan ve ölçülen ESNS değerlerini, E ise ortalama yanlış kareyi göstermektedir. Sonuçlar Çizelge 4.13’de toplu olarak verilmiştir. Aynı çizelgede her bir yöntemin en büyük yanlış değeri de belirtilmiştir.

Çizelge 4.13. Yöntemlerin ESNS değerini hesaplama başarımları

Yöntem	Ortalama yanlış kare [°C ²]	En büyük yanlış [°C]
IEEE Annex-G	21.7	9.29
IEEE Clause-7	16.98	7.96
IEC Üslü Eş. Çöz. Yön.	10.28	8.53
IEC Fark Eş. Çöz. Yön.	11.82	9.53
Susa Yöntemi	16.03	9.23
Yöntem-1	1.26	5.54
Yöntem-2	1.36	4.42

Çizelge 4.13’deki sonuçlar yeni yöntemlerin ESNS değerini hesaplama bakımından varolan diğer yöntemlere göre çok önemli oranda iyileştirme sağladığını göstermektedir. Öyle ki varolan yöntemlerin beş bölgesi ısınma deneyi boyunca ortalama yanlış kare değerleri 10’un üzerindeyken önerilen yeni yöntemlerde bu değer 1.3 gibi çok küçük değerlerde olmuştur. Bunun en önemli nedeninin OSS değerlerinin oldukça doğru bir biçimde elde edilmesi olduğu açıktır. Bu aynı

zamanda bir transformatör ısı modelinin başarımının önerilen yöntem ile hesaplanan OSS kullanılarak arttırılabileceği anlamına da gelmektedir. Yöntem-1'in kullanmış olduğu TYS bir sıcaklık algılayıcısı yardımıyla ölçülen gerçek TYS olduğundan en doğru sonuç bu yöntem ile elde edilmiştir. Yöntem-2'nin bu yöntemden farkı TYS değerlerinin gerçek değerleri yerine hesaplanarak elde edilmiş olmasıdır. Bu da Yöntem-2'nin kısmen daha yanlışlı sonuçlar vermesine neden olmuştur. Yine de ortalama yanlış kareler göz önüne alındığında varolan yöntemlere göre oldukça doğru sonuçlar vermiştir.

Aşağıdaki çizelgede yöntemlerin kullandıkları değişmez ve değişkenlerin sayısı toplu olarak verilmiştir. Bu çizelgeden de görüleceği gibi özellikle önerilen birinci yöntem çok az sayıda değişmez kullanması ile öne çıkmaktadır. ESNS değerini de daha doğru hesaplayabilen bu yöntem teknik olarak çok önemli bir ilerlemenin gerçekleştirildiğini göstermektedir. Tank içindeki yağın tepe sıcaklığını her zaman ölçmek mümkün olmayabilir. Önerilen ikinci yöntem TYS değerini ölçüm ile değil de hesaplama ile elde etmektedir. Bunun için ilk yöntemle göre 6 adet daha değişmez kullanılmaktadır. Bu hesaplanan ESNS değerinin doğruluğunda önemli bir yanlışlığa yol açmamaktadır.

Çizelge 4.14. Yöntemlerin kullandığı değişmez ve değişkenler bakımından karşılaştırılması

Yöntem	Değişmezlerin Sayısı	Değişkenlerin Sayısı
IEEE Clause 7 Yöntemi	13	2 (θ_A ve K)
IEEE Annex G Yöntemi	30	2 (θ_A ve K)
IEC Üslü Eşitlikler Yöntemi	16	2 (θ_A ve K)
IEC Fark Eşitlikler Yöntemi	16	2 (θ_A ve K veya θ_{TO})
Susa Yöntemi	16	2 (θ_A ve K)
Önerilen Birinci Yöntem	10	6 ($i_p, u_p, i_s, u_s, \theta_A$ ve θ_{TO})
Önerilen İkinci Yöntem	16	5 ($i_p, u_p, i_s, u_s, \theta_A$)

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu tez çalışmasında, genel olarak tek-fazlı, yağlı-tip ONAN soğutmalı transformatörlerin birincil ve ikincil yan gerilimleri ve akımları kullanılarak biri OSS değerlerinin ve ikisi de ESNS değerlerinin gerçek zamanlı bir biçimde izlenmesini sağlayan üç tane yeni yöntem geliştirilmiştir.

Elektrik güç sistemlerinin önemli ve pahalı donanımlarından olan transformatörlerin uzun yıllar boyunca arıza yapmadan çalışmaları istenir. Fakat transformatörlerin genellikle aşırı yüklenmeler nedeniyle içyapılarında ortaya çıkan yüksek sıcaklıklar beklenenden daha kısa ömürlü olmalarına neden olmaktadır. İçyapıda ortaya çıkan sıcaklık artışlarının temel nedeni transformatörlerin yük ve çekirdek kayıpları olarak sınıflandırılan kayıp güçleridir. Bu kayıplardan yük kayıpları akımın karesi ile artan ve doğrudan sargıların ısınmasına neden olan bir özelliğe sahiptir. Çekirdek kayıpları ise özellikle soğutucu yağın sıcaklığının artışına neden olur. Sonuç olarak bu kayıpların bazı durumlarda neden olduğu aşırı sıcaklık artışları transformatör parçalarında çeşitli ısıl zorlanmalara sebebiyet verir. Aşırı sıcaklıkların etki ettiği en önemli kısım sargıların yalıtımında kullanılan kâğıttır. Öyle ki her aşırı sıcaklık artışı yalıtım kâğıdının DP değerini düşürerek yalıtkanlık özelliğinin azalmasına neden olur. Bu etkinin en fazla görüldüğü nokta sargı ESN olup bu noktanın sıcaklığı doğrudan transformatör ömrünü belirlemektedir. Bu yüzden bir transformatörün sıcaklık dağılımının bilinmesi ve özellikle ESNS değerinin izlenerek güvenli sınırlar içinde tutulması transformatörün en uygun kullanımı açısından olduğu kadar güç sisteminin güvenilirliği açısından da önemlidir.

Transformatör içerisindeki sıcaklık dağılımı başta bu iki kayıp türü olmak üzere transformatör geometrisi, sargı yapısı, soğutma biçimi gibi pek çok etkinin yanında çevre sıcaklığı tarafından da belirlenir. Dolayısıyla transformatör içerisindeki ısı ilişkileri oldukça karmaşık olup tam doğru bir model oluşturmak oldukça zordur.

Transformatörlerin özellikle ESNS değerini izlemek için çeşitli ısıl modeller önerilmiştir. Genel kabul görmüş başlıca transformatör ısıl modelleri IEEE

tarafından verilmiş olan Clause-7 ve Annex-G modelleri, IEC tarafından verilmiş olan üslü eşitlikler ve fark eşitlikleri modelleri ile D. Susa tarafından verilmiş olan ısı eşdeğer devreli modellerdir. Bu modeller çok sayıda transformatör değişmez ve değişken kullanımını gerektirmesi, bazı ampirik varsayımlara dayanması, harmoniklerin sıcaklığa olan etkilerini göz ardı etmesi ve yağın bazı fiziksel özelliklerini (ısı iletkenliği, genleşme kapasitesi ve ısı kapasitesi vb.) değişmez kabul etmesi gibi yetersizliklere sahiptir. Bu da bu yöntemler ile yapılan sıcaklık kestirimlerinin veya izlemelerinin yanlıgılı olmasına neden olmaktadır. Bu durum tez kapsamında yapılmış olan deneysel çalışmalar ile açık bir biçimde ortaya konulmuştur.

Bu tez çalışmasında bahsedilen bu sorunlara çözüm olabilmek amacıyla transformatör ısı modelleri üzerine bazı kuramsal ve deneysel çalışmalar yapılmıştır. Çalışmaların önemli bir sonucu olarak transformatör sargılarının ortalama sıcaklığını yalnızca gerilim ve akım verileri kullanarak elde etmeyi sağlayan yeni bir yöntem ortaya konulmuştur. Yöntemin kullandığı eşitlikler genel olarak transformatör eşdeğer devresine ve sargı dirençleri (DA ve stray) ile ortalama sıcaklığı arasındaki ilişkiye dayanmaktadır. Yöntemin OSS değerlerini oldukça doğru bir biçimde hesaplayabildiği üç farklı transformatör üzerinde yapılan deneysel çalışmalar ile açık bir şekilde ortaya konulmuştur.

Tez çalışmasının nihai hedefi ESNS değerini hem gerçek zamanlı hem de daha doğru hesaplayabilen bir ısı model geliştirmektir. Bu amaca iki farklı ısı hesaplama yöntemi ortaya konularak ulaşılmıştır. Yöntemlerin her ikisi yeni OSS hesaplama yöntemini kullanmaktadır. Öyle ki, transformatörlerin ESNS değeri TYS değerine ortalama sargı-yağ sıcaklık farkının bir ESNS faktörü ile çarpımı eklenerek elde edilmiştir. Bu yağlı tip transformatörlerin genel kabul görmüş bir ısı diyagramına dayanan ESNS değeri hesaplama biçimidir. Transformatörün ortalama yağ sıcaklığı her iki yöntemde de IEEE'nin Annex-G ısı modelindeki bazı eşitlikler kullanılarak elde edilmektedir. TYS ise, ilk yöntemde gerçek ölçüm değeri kullanılarak elde edilirken ikinci yöntemde IEC standartlarında TYS değerinin hesabı için fark eşitlikleri yönteminde verilmiş olan sade bir eşitlik yardımıyla elde edilmektedir. Sonuç olarak, transformatör ESNS değerini gerçek zamanlı akım ve gerilim verileri ile hesaplamak için iki yeni yöntem geliştirilmiştir. İlk yöntemde ikinci yöntemden

farklı olarak TYS hesaplama neticesinde değil de doğrudan ölçüm ile elde edilmektedir. Bu da ilk yöntemin deneysel çalışmalarda hesapladığı ESNS değerlerinin daha doğru olmasını sağlamıştır. Yine de ikinci yöntem ile elde edilen ESNS değerleri de oldukça başarılı olup gerçeğe yakındır. Yeni yöntemler özellikle ESNS değerlerini varolan yöntemlere kıyasla çok daha doğru bir biçimde hesaplamaktadır. Doğru hesaplamanın yanında az sayıda değerin kullanılıyor olması da yeni yöntemlerin üstünlüklerindendir.

Bu tez boyunca transformatörler üzerinde yapılan deneysel çalışmalarda kısa devre çalışma durumu kullanılmıştır. Aslında, kısa devre çalışma ile yükte çalışma arasında kullanılan gerilimin değerleri dışında bir fark bulunmamaktadır. Bir transformatörün kısa devre çalışma durumu ikincil yanına bağlı yük empedansının (veya direncinin) sıfır olması halindeki yükte çalışma durumu ile aynıdır. Her iki çalışma durumunun eşdeğer olduğu deneysel olarak da gösterilmiştir. Burada verilen yöntemlerin her üçü deneysel olarak incelenirken transformatöre anma gerilimleri altında gerçek bir yükleme yapılmamış, bunun yerine transformatöre kısa devre çalışma koşullarında ısınma deneyleri yapılmıştır. Bunun nedenleri laboratuvar koşullarında güvenliğin sağlanmak istenmesi (27.5 kV), yüksek gerilimlerin hassas ölçümü (özellikle faz açısının) için yeterli donanımın olmayışı ve uzun süren yüklemelerin yüksek enerji sarfiyatına neden olmasıdır.

Bu tez kapsamında yapılan çalışmalara ek olarak ileride yapılabilecek başlıca çalışmalar şu şekilde sıralanabilir;

1-Yöntemlerin uygulandığı ticari donanımlar ve izleme sistemleri geliştirilebilir.

2-Bu tezde tek fazlı yağlı tip ONAN soğutmalı transformatörler için geliştirilmiş olan ESNS hesaplama yöntemleri kuru tip transformatörlerin ısı hesaplamalarına da uygun hale getirilebilir.

3- OSS hesaplama yönteminin üç-fazlı transformatörlere uygulanabilir biçimi geliştirilebilir.

4-Yöntemlerin harmonikli koşullardaki başarımı da incelenerek gerekli iyileştirmeler yapılabilir.

5-Yöntemlerin giriş işaretleri olarak kullanılan yüksek gerilimlerin ve akımların daha hassas ölçümü üzerine çalışmalar yapılabilir.

6-İkinci yöntemde kullanılmış olan TYS hesaplama yöntemi yerine daha doğru bir hesaplama yolu kullanılarak yöntemin doğruluğu arttırılabilir.

7-Yöntemlerin kullandığı ESNS faktörlerinin daha doğru değerlerinin elde edilmesine yönelik çalışmalar yapılabilir.

8- Diğer soğutma yapılarına sahip transformatörlerde de yöntemin başarımı test edilebilir.



KAYNAKLAR

- Abbey T. 2014. How to Use FEA for Thermal Analysis. www.digitalengineering247.com/article/use-fea-thermal-analysis/ (Erişim tarihi: 10.04.2018).
- Abdelsamad, S. F., Morsi, W. G., and Sidhu, T. S. 2015. Probabilistic impact of transportation electrification on the loss-of-life of distribution transformers in the presence of rooftop solar photovoltaic. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6:4, 1565-1573.
- Allahbakhshi, M., and Akbari, M. 2016. Heat analysis of the power transformer bushings using the finite element method. *Applied Thermal Engineering*, 100:1, 714-720.
- Anonim, 2018. The COMSOL® Software Product Suite <https://www.comsol.com/products> (erişim tarihi: 10.04.2018)
- Arabul, A. Y., Arabul, F. K., and Senol, I. 2018a. Experimental thermal investigation of an ONAN distribution transformer by fiber optic sensors. *Electric Power Systems Research*, 155, 320-330.
- Arabul, A. Y., and Senol, I., 2018b. Development of a hot-spot temperature calculation method for the loss of life estimation of an onan distribution transformer. *Electrical Engineering*, 100:3, 1651-1659.
- Awadallah, M. A., Xu, T., Venkatesh, B., and Singh, B. N. 2016. On the effects of solar panels on distribution transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31:3, 1176-1185.
- Azis, N., Liu, Q., and Wang, Z. D. 2014. Ageing assessment of transformer paper insulation through post mortem analysis. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 21:2, 845-853.
- Bai, C. F., Gao, W. S., and Liu, T. 2013. Analyzing the impact of ambient temperature indicators on transformer life in different regions of Chinese mainland. *The Scientific World Journal*, 2013.
- Ballal, M. S., Jaiswal, G. C., Tutkane, D. R., Venikar, P. A., Mishra, M. K., and Suryawanshi, H. M. 2017. Online condition monitoring system for substation and service transformers. *IET Electric Power Applications*, 11:7, 1187-1195.
- Bejan A., ve Allan D. K. (Editörler) 2003. *Heat Aktarım Handbook*. John Wilwy and Sonsi Inc., 2, USA.

- Carcedo, J., Fernandez, I., Ortiz, A., Delgado, F., Renedo, C. J., and Arroyo, A. 2016. Quantitative study on the aging of kraft paper in vegetable oils. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 32:6, 29-35.
- Claes, J. 2012. *Numerical solution of partial differential equations by the finite element method*. Courier Corporation, 9-10, New York.
- Cui, Y., Ma, H., Saha, T., Ekanayake, C., and Martin, D. 2016. Moisture-dependent thermal modelling of power transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31:5, 2140-2150.
- Degefa, M. Z., Millar, R. J., Lehtonen, M., and Hyvonen, P. 2014. Dynamic thermal modeling of MV/LV prefabricated substations. *IEEE Trans. Power Deliv*, 29:2, 786-793.
- Deng, J. G., Nie, D. X., Pi, B. X., Xia, L., and Wei, L. 2017. Hot-spot temperature and temperature decay rate measurement in the oil immersed power transformer through FBG based quasi-distributed sensing system. *Microwave and Optical Technology Letters*, 59:2, 472-475.
- Djamali, M., and Tenbohlen, S. 2017. Hundred years of experience in the dynamic thermal modelling of power transformers. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11:11, 2731-2739.
- Djamali, M., and Tenbohlen, S. 2017. Malfunction detection of the cooling system in air-forced power transformers using online thermal monitoring. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32:2, 1058-1067.
- Djamali, M., Tenbohlen, S., Junge, E., & Konermann, M. 2018. Real-Time Evaluation of the Dynamic Loading Capability of Indoor Distribution Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33:3, 1134-1142.
- Duval, M., De Pablo, A., Atanasova-Hoehlein, I., and Grisaru, M. 2017. Significance and detection of very low degree of polymerization of paper in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 33:1, 31-38.
- Emsley, A. M., and Stevens, G. C. 1994. Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers. *IEE Proceedings-Science, Measurement and Technology*, 141:5, 324-334.
- Emsley, A. M., Xiao, X., Heywood, R. J., and Ali, M. 2000. Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3: Effects of oxygen and water on ageing in oil. *IEE Proceedings-Science, Measurement and Technology*, 147:3, 115-119.

- Feng, D., Wang, Z., and Jarman, P. 2014. Evaluation of power transformers' effective hot-spot factors by thermal modeling of scrapped units. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29:5, 2077-2085.
- Fu, Q., Zhu, J., Mao, Z. H., Zhang, G., and Chen, T. 2018. Online condition monitoring of onboard traction transformer core based on core-loss calculation model. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65:4, 3499-3508.
- Fuchs, E. F., Yildirim, D., and Grady, W. M. 2000. Measurement of eddy-current loss coefficient PEC-R, derating of single-phase transformers, and comparison with K-factor approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15:4, 1357-1357.
- Galdi, V., Ippolito, L., Piccolo, A., & Vaccaro, A. 2001. Parameter identification of power transformers thermal model via genetic algorithms. *Electric Power Systems Research*, 60:2, 107-113.
- Gong, Q., Midlam-Mohler, S., Serra, E., Marano, V., and Rizzoni, G. 2015. PEV Charging Control Considering Transformer Life and Experimental Validation of a 25 kVA Distribution Transformer. *IEEE Trans. Smart Grid*, 6:2, 648-656.
- Gouda, O. E., Amer, G. M., and Salem, W. A. A. 2012. Predicting transformer temperature rise and loss of life in the presence of harmonic load currents. *Ain Shams Engineering Journal*, 3:2, 113-121.
- Gupta, A., and Singh, R. 2011. Computation of transformer losses under the effects of nonsinusoidal currents. *Advanced Computing*, 2:6, 91-104.
- He, Q., Si, J., and Tylavsky, D. J. 2000. Prediction of top-oil temperature for transformers using neural networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15:4, 1205-1211.
- Hell, M., Costa, P., and Gomide, F. 2007. Recurrent neurofuzzy network in thermal modeling of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22:2, 904-910.
- Hell, M., Costa, P., and Gomide, F. 2008. Participatory learning in power transformers thermal modeling. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23:4, 2058-2067.
- Hilshey, A. D., Hines, P. D., Rezaei, P., and Dowds, J. R. 2013. Estimating the impact of electric vehicle smart charging on distribution transformer aging. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4:2, 905-913.
- Hohlein, I., and Kachler, A. J. 2005. Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 2. Influence of moisture and temperature on degree of polymerization and formation of furanic compounds in free-breathing systems. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 21:5, 20-24.

- Sönnerlind, H. 2016. How to Make Boundary Conditions Conditional in Your Simulation. <https://www.comsol.com/blogs/how-to-make-boundary-conditions-conditional-in-your-simulation/> (erişim tarihi: 10.04.2018)
- IEC 60076-1, 2000. Power transformers-Part 1: General.
- IEC 60076-12, 2008. Power transformers - Part 12: Loading guide for dry-type power transformers.
- IEC 60076-2, 1993, Power transformers-Part 2: Temperature rise.
- IEC Std 60076-7, 2005. Loading guide for oil-immersed power transformers.
- IEEE Std C57.110, 2008. IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents.
- IEEE Std C57.119, 2001. IEEE recommended practice for performing temperature rise tests on oil-immersed power transformers at loads beyond nameplate ratings.
- IEEE Std C57.12.90, 2015. IEEE Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers.
- IEEE Std C57.12.91, 2011. IEEE Standard test code for dry-type distribution and power transformers.
- IEEE Std C57.134, 2000. IEEE Guide for determination of hottest-spot temperature in dry-type transformers.
- IEEE Std C57.134, 2013. IEEE Guide for determination of hottest-spot temperature in dry-type transformers.
- IEEE Std C57.91, 2011. IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators.
- Jardini, J. A., Brittes, J. L. P., Magrini, L. C., Bini, M. A., and Yasuoka, J. 2005. Power transformer temperature evaluation for overloading conditions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20:1, 179-184.
- Jayasinghe, N. R., Lucas, J. R., and Perera, K. B. I. M. 2003. Power system harmonic effects on distribution transformers and new design considerations for K factor transformers. IEEE Sri Lanka Annual Sessions, 26-27 September 2003, Book of Abstracts 1-7. London, UK.
- Kachler, A. J., and Hohlein, I. 2005. Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 1: Influence of type of oil and air on the degree of polymerization of pressboard, dissolved gases, and furanic compounds in oil. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 21:2, 15-21.

- Kaur, N., and Chudasama, B. 2018. Effect of thermal aging on stability of transformer oil based temperature sensitive magnetic fluids. *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, 451:1, 647-653.
- Kweon, D. J., Koo, K. S., Woo, J. W., and Kwak, J. S. 2012. A study on the hot spot temperature in 154kv power transformers. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 7:3, 312-319.
- Lachman, M. F., Griffin, P. J., Walter, W., and Wilson A. 2003. Realtime dynamic loading and thermal diagnostic of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18:1, 142-148.
- Lahoti, B. D., and Flowers, D. E. 1981. Evaluation of transformer loading above nameplate rating. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (4), 1989-1998.
- Leibfried, T. 1998. Online monitors keep transformers in service. *IEEE Computer Applications in Power*, 11:3, 36-42.
- Lelekakis, N., Guo, W., Martin, D., Wijaya, J., and Susa, D. 2012. A field study of aging in paper-oil insulation systems. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 28:1, 12-19.
- Lelekakis, N., Wijaya, J., Martin, D., and Susa, D. 2014. The effect of acid accumulation in power-transformer oil on the aging rate of paper insulation. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 30:3, 19-26.
- Lesieutre, B. C., Hagman, W. H., and Kirtley, J. L. 1997. An improved transformer top oil temperature model for use in an on-line monitoring and diagnostic system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 12:1, 249-256.
- Lewis, Roland W., Perumal Nithiarasu, and Kankanhalli N. Seetharamu. 2008. *Fundamentals of the finite element method for heat and fluid flow*. John Wiley and Sons, 15-16, USA.
- Li, J., Zhang, J., Wang, F., Huang, Z., and Zhou, Q. 2018. A novel aging indicator of transformer paper insulation based on dispersion staining colors of cellulose fibers in oil. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 34:4, 8-16.
- Li, S., and Li, J. 2017. Condition monitoring and diagnosis of power equipment: review and prospective. *High Voltage*, 2:2, 82-91.
- Li, S., Gao, G., Hu, G., Gao, B., Gao, T., Wei, W., and Wu, G. 2017. Aging feature extraction of oil-impregnated insulating paper using image texture analysis. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 24:3, 1636-1645.
- Linan, R., Ponce, D., Betancourt, E., and Tamez, G. 2013. Optimized models for overload monitoring of power transformers in real time moisture migration

- model. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 20:6, 1977-1983.
- Lundgaard, L. E., Hansen, W., Linhjell, D., and Painter, T. J. 2004. Aging of oil-impregnated paper in power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19:1, 230-239.
- Marignetti, F., Colli, V. D., & Coia, Y. 2008. Design of axial flux PM synchronous machines through 3-D coupled electromagnetic thermal and fluid-dynamical finite-element analysis. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55:10, 3591-3601.
- Mariprasath, T., and Kirubakaran, V. 2018. A real time study on condition monitoring of distribution transformer using thermal imager. *Infrared Physics and Technology*. 90:1, 78-86.
- Martin, D., Cui, Y., Ekanayake, C., Ma, H., and Saha, T. 2015. An updated model to determine the life remaining of transformer insulation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30:1, 395-402.
- Martin, D., Saha, T., Dee, R., Buckley, G., Chinnarajan, S., Caldwell, G., and Russell, G. 2015. Determining water in transformer paper insulation: analyzing aging transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 31:5, 23-32.
- McNutt, W. J., McIver, J. C., Leibinger, G. E., Fallon, D. J., and Wickersheim, K. A. 1984. Direct measurement of transformer winding hot spot temperature. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 6:1, 1155-1162.
- Muñoz, E. R., Razeghi, G., Zhang, L., and Jabbari, F. 2016. Electric vehicle charging algorithms for coordination of the grid and distribution transformer levels. *Energy*, 113:1, 930-942.
- N'cho, J. S., Fofana, I., Hadjadj, Y., and Beroual, A. 2016. Review of physicochemical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *Energies*, 9:5, 367.
- Najar, S., Tissier, J. F., Cauet, S., and Etien, E. 2015. A coupled thermal and electrical soft sensor for ONAN distribution transformers. IEEE Industrial Electronics Society (ICIT 2015), 17-19 March, IEEE, 574-579, Seville, Spain.
- Naterer, G. F. 2018. *Advanced Heat Aktarım*. CRC Pres, 26, London.
- Nordman, H., Rafsback, N., and Susa, D. 2003. Temperature responses to step changes in the load current of power transformers. *IEEE Transactions On Power Delivery*, 18:4, 1110-1117.
- Odaoğlu, H. 2013. *Transformatör Ve Şönt Reaktör Deneyleri*. TMMB Elektrik Mühendisleri Odası, 82, Ankara.

- Olivares, J. C., Escarela-Perez, R., Kulkarni, S. V., De León, F., and Venegas-Vega, M. A. 2004. 2D finite-element determination of tank wall losses in pad-mounted transformers. *Electric Power Systems Research*, 71:2, 179-185.
- Oommen, T. V., and Prevost, T. A. 2006. Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part II maintaining insulation integrity and life. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 22:2, 5-14.
- Patel, J., Parekh, K., and Upadhyay, R. V. 2016. Prevention of hot spot temperature in a distribution transformer using magnetic fluid as a coolant. *International Journal of Thermal Sciences*, 103:1, 35-40.
- Peterchuck, D., and Pahwa, A. 2002. Sensitivity of transformer's hottest-spot and equivalent aging to selected parameters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17:4, 996-1001.
- Picanço, A. F., Martinez, M. L., and Rosa, P. C. 2010. Bragg system for temperature monitoring in distribution transformers. *Electric Power Systems Research*, 80:1, 77-83.
- Pierce, L. W. 1992. An investigation of the thermal performance of an oil filled transformer winding. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 7:3, 1347-1358.
- Pierce, L. W. 1994. Predicting liquid filled transformer loading capability. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 30:1, 170-178.
- Pierce, L. W. 1995. Transformer design and application considerations for nonsinusoidal load currents. In Cement Industry Technical Conference, 4-9 June 1995, 37th Conference Record, 35-47, San Juan, Puerto Rico, USA
- Pradhan, M. K., and Ramu, T. S. 2004. Estimation of the hottest spot temperature (HST) in power transformers considering thermal inhomogeneity of the windings. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19:4, 1704-1712.
- Prevost, T. A., and Oommen, T. V. 2006. Cellulose insulation in oil-filled power transformers: Part I-history and development. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 22:1, 28-35.
- Qian, K., Zhou, C., and Yuan, Y. 2015. Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 65, 102-112.
- Radakovic, Z. 2003. Numerical determination of characteristic temperatures in directly loaded power oil transformer. *European Transactions on Electrical Power*, 13:1, 47-54.

- Radakovic, Z. R., and Sorgic, M. S. 2010. Basics of detailed thermal-hydraulic model for thermal design of oil power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25:2, 790-802.
- Radakovic, Z., and Feser, K. 2003. A new method for the calculation of the hot-spot temperature in power transformers with ONAN cooling. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18:4, 1284-1292.
- Radakovic, Z., and Tenbohlen, S. 2016. Thermal model of oil power transformers with a tap changer. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 24:4, 3293-3308.
- Radmehr, M., Farhangi, S., and Nasiri, A. 2006. Effects of power quality distortions on electrical drives and transformer life in paper industries: Simulations and real time measurements. In Pulp and Paper Industry Technical Conference, 18-23 June 2006, Conference Record of Annual, 1-9, Appleton, WI, USA
- Ribeiro, A. L., Eira, N. F., Sousa, J. M., Guerreiro, P. T., and Salcedo, J. R. 2008. Multipoint fiber-optic hot-spot sensing network integrated into high power transformer for continuous monitoring. *IEEE Sensors Journal*, 8:7, 1264-1267.
- Rosenlind, J. (2013). Lifetime Modeling and Management of Transformers. Doctoral Dissertation, KTH Royal Institute of Technology School of Electrical Engineering Division of Electromagnetic Engineering, 60, Stockholm, Sweden.
- Ryder, S. A. 2002. A simple method for calculating winding temperature gradient in power transformers. *IEEE transactions on Power Delivery*, 17:4, 977-982.
- Sandraz, J. P. A., De Leon, F., and Cultrera, J. 2013. Validated transient heat-aktarim model for underground transformer in rectangular vault. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28:3, 1770-1778.
- Saravolac, M. P. 1994. The Use of Optic Fibres for Temperature Monitoring in Power Transformers. In Condition Monitoring and Remanent Life Assessment in Power Transformers, IEE Colloquium on Condition Monitoring and Remanent Life Assessment in Power Transformers, 22-22 March 1994, 7-1, London, UK.
- Savaghebi, M., Gholami, A. and Jalilian, A. 2008a. Transformer dynamic loading capability assessment under nonlinear load currents. 43rd International Universities Power Engineering Conference, IEEE, 1-5, Padova, Italy.
- Savaghebi, M., Jalilian, A., and Gholami, A. 2008b. A New Approach For Transformer Loading Capability Assessment Under Non-Linear Load Currents. IEEE International Conference on Industrial Technology, 21-24 April, IEEE, 1-5, Chengdu, China.

- Sen, P. K., and Pansuwan, S. 2001. Overloading and loss-of-life assessment guidelines of oil-cooled transformers. In Rural Electric Power Conference, 29 April-1 May, IEEE, B4-1, Little Rock, AR, USA.
- Shabazi, B., Savaghebi, M. and Reza Shariati, M. 2010. A Probabilistic Approach for Power Transformer Dynamic Loading Capability Assessment. *International Review of Electrical Engineering*, 5:3, 952-960.
- Shahbazi, B., Ashouri, M., Shariati, M. R., and Makhdoomi, M. 2007. A new approach for transformer overloading considering economic terms. 2007 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, IEEE Xplore, 10-12 Oct. 2007, 54-57, Montreal, Que., Canada.
- Shiri, A., Gholami, A., and Shoulaie, A. 2011. Investigation of the ambient temperature effects on transformer's insulation life. *Electrical Engineering*, 93:3, 193.
- Singh, R., and Singh, A. 2010. Aging of distribution transformers due to harmonics. Proceedings of 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP 2010), 26-29 Sept. 2010, Book of Abstracts, 1-8, Bergamo, Italy.
- Soğukpınar, H. 2016. *COMSOL-Mühendisler ve Temel Bilimler için Nümerik Analiz ve Simülasyon*. KODLAB Yayıncılık, 147, İstanbul.
- Souza, L. M., Lemos, A. P., Caminhas, W. M., and Boaventura, W. C. 2012. Thermal modeling of power transformers using evolving fuzzy systems. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 25:5, 980-988.
- Suechoey, B., Tadsuan, S., Thammarat, C., and Leelajindakraierk, M. 2005. An analysis of temperature and pressure on loading oil-immersed distribution transformer. International Power Engineering Conference (IPEC 2005), 29 Nov.-2 Dec., IEEE, 634-638, Singapore.
- Sun, C., Lu, P., Wright, R., and Ohodnicki, P. R. 2018. Low-cost fiber optic sensor array for simultaneous detection of hydrogen and temperature. *In Fiber Optic Sensors and Applications XV*, 10654:1, 1-5, doi: 10.1117/12.2304633.
- Susa, D. Dynamic thermal modelling of power transformers. Doctoral Dissertation, Helsinki University of Technology Department of Electrical, and Communications Engineering Power Systems and High Voltage Engineering, 114, Helsinki.
- Susa, D., and Nordman, H. 2009. A simple model for calculating transformer hot-spot temperature. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24:3, 1257-1265.
- Susa, D., Lehtonen, M., and Nordman, H. 2005a. Dynamic thermal modelling of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20:1, 197-204.

- Susa, D., Lehtonen, M., and Nordman, H. 2005b. Dynamic thermal modeling of distribution transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20:3, 1919-1929.
- Swift, G. W., Zocholl, E. S., Bajpai, M., Burger, J. F., Castro, C. H., Chano, S. R., Grier, S. E. 2001a. Adaptive transformer thermal overload protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16:4, 516-521.
- Swift, G., Molinski, T. S., and Lehn, W. 2001b. A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16:2, 171-175.
- Tang, W. H., Wu, Q. H., and Richardson, Z. J. 2004. A simplified transformer thermal model based on thermal-electric analogy. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19:3, 1112-1119.
- Tee, S. J., Liu, Q., Wang, Z. D., Wilson, G., Jarman, P., Hooton, R., ... and Dyer, P. 2016. Seasonal influence on moisture interpretation for transformer aging assessment. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 32:3, 29-37.
- Tenbohlen, S., Stirl, T., and Stach, M. 2001. Assessment of overload capacity of power transformers by on-line monitoring systems. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 28 Jan.-1 Feb., Conference Proceedings, 329-334, Columbus, OH, USA.
- Thaden, M. V., Mehta, S. P., Tuli, S. C., and Grubb, R. L. 1995. Temperature rise tests on a forced-oil-air cooled (FOA)(OFAF) core-form transformer, including loading beyond nameplate. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 10:2, 913-923.
- Tojo, S. 2006. Proposition of individual loading guide for power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21:3, 1383-1389.
- Turker, H., Bacha, S., Chatroux, D., and Hably, A. 2012. Low-voltage transformer loss-of-life assessments for a high penetration of plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs). *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27:3, 1323.
- Wang, M., Vandermaar, A. J., and Srivastava, K. D. 2002. Review of condition assessment of power transformers in service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 18:6, 12-25.
- Weekes, T., Molinski, T., and Swift, G. 2004a. Transient transformer overload ratings and protection. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 20:2, 32-35.
- Weekes, T., Molinski, T., Xin Li, and Swift, G. 2004b. Risk assessment using transformer loss of life data. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 20:2, 27-31.
- Zimmerman, William BJ. 2006. *Multiphysics Modeling with Finite Element Methods*. World Scientific Publishing Company, 6, London.

Zion Market Research (2017). Global Transformer Monitoring System Market Set for Rapid Growth, to Reach USD 2.53 Billion by 2022, <https://www.zionmarketresearch.com/news/transformer-monitoring-system-market> (Erişim tarihi: 18.09.2018)

Zou, J., Chen, W., Wan, F., Fan, Z., and Du, L. 2016. Raman spectral characteristics of oil-paper insulation and its application to ageing stage assessment of oil-immersed transformers. *Energies*, 9:11, 946.

Zou, X., Uesaka, T., and Gurnagul, N. 1996. Prediction of paper permanence by accelerated aging I. Kinetic analysis of the aging process. *Cellulose*, 3:1, 243-267.



EKLER

EK 1 IEEE MODELLERİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

EK 2 IEC MODELLERİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

EK 3 SUSA MODELİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

EK 4 YÖNTEM-1'İN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

EK 5 YÖNTEM-2'NİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

EK 1 IEEE MODELLERİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

PUL=Is/130.4;

%-----anma değerleri-----

MVA_loss=30000; %KAYIPLARIN ÖLÇÜLDÜĞÜ YÜK
T_loss=62.6; %KAYIPLARIN GEÇERLİ OLDUĞU SICAKLIK
P_wt=686; %REFERANS SARGI KAYIPLARI
P_et=0; %REFERANS EDDY KAYIPLARI
P_st=38.5; %REFERANS STRAY KAYIPLARI
P_ct=110; %REFERANS ÇEKİRDEK KAYIPLARI

MVA_base=30000; %SICAKLIKLARIN ÖLÇÜLDÜĞÜ YÜK
Theta_wg=55; %ANMA (GARANTİ. EDİL.) ORT. SAR. SIC. ART. (ÇEV. GÖRE)
Theta_wr=51.4; %ÖLÇÜLEN VEYA ANMA ORT. SAR. SIC. ARTIŞI (ÇEVREYE GÖRE)
Theta_hsr=60.8; %ÖLÇÜLEN VEYA ANMA HOT-SPOT SIC. ARTIŞI (ÇEVREYE GÖRE)
Theta_tor=49.8; %ÖLÇÜLEN VEYA ANMA ÜST YAĞ SIC. ARTIŞI (ÇEVREYE GÖRE)
Theta_bor=40.8; %ÖLÇÜLEN VEYA ANMA ALT YAĞ SIC. ARTIŞI (ÇEVREYE GÖRE)
T_ar=10; %ANMA ÇEVRE SICAKLIĞI

wdg_mat=2; %SARGI İLETKENİ CİNSİ 1=aluminum, 2=copper
PU_elhs=0; %HOT-SPOT NOKTASINDAKİ PER-ÜNİT EDDY KAYIPLARI
Tau_w=6; %SARGI ZAMAN SABİTİ
H_hs=1; %PER-ÜNİT OLARAK HOT-SPOT YÜKSEKLİĞİ

W_cc=168*2.205; %ÇEKİRDEK VE SARGILARIN AĞIRLIĞI (libre cinsinden)
W_tank=30*2.205; %TANK VE BAĞLANTI PARÇ. AĞIRLIĞI (libre cinsinden)
cool_fluid=1; %AKIŞKAN CİNSİ 1=oil, 2=silicone, 3=HTHC
V_fluid=90/3.217; %YAĞ MİKTARI (galon cinsinden)

cool_type=1; %SOĞUTMA TİPİ 1=ONAN, 2=ONAF, 3=OFAF, 4=ODAF
DT_Print=5; %EKRANA YAZDIRMA İÇİN ZAMAN ARALIĞI

Bas=2; %başlangıç değerleri 1: Bilinmiyor 2: Biliniyor
T_hsi=20; %BAŞLANGIÇ HOT-SPOT SICAKLIĞI
T_wi=20; %BAŞLANGIÇ ORTALAMA SARGI SICAKLIĞI
T_toi=20; %BAŞLANGIÇ TOP-OİL SICAKLIĞI
T_tdoi=20; %BAŞLANGIÇ TOP-DUCT-OİL SICAKLIĞI
T_boi=20; %BAŞLANGIÇ BOTTOM-OİL SICAKLIĞI
%-----

%-----

disp('Parameters based on winding conductor material')

if (wdg_mat == 1)

fprintf('Winding conductor is Aluminum\n');

T_k = 225; C_pw = 6.798;

elseif (wdg_mat == 2)

fprintf('Winding conductor is Copper\n');

T_k = 234.5; C_pw = 2.91;

else

fprintf('Unknown conductor type. Aborting...\n');

end

disp('Parameters based on cooling fluid type')

```

if (cool_fluid == 1)
    C_pf = 13.92; Rho_f = 0.031621; G = 2797.3; D = 0.0013473;
    fprintf('Cooling fluid is Transformer Oil\n');
elseif (cool_fluid == 2)
    C_pf = 11.49; Rho_f = 0.0347; G = 1782.3; D = 0.12127;
    fprintf('Cooling fluid is Silicone\n');
elseif (cool_fluid == 3)
    C_pf = 14.55; Rho_f = 0.03178; G = 4434.7; D = 0.00007343;
    fprintf('Cooling fluid is HTHC\n');
else
    fprintf('Unknown cooling fluid type. Aborting...\n');
end

disp('Parameters based on cooling mode type')
if (cool_type == 1)
    X = 0.5; Y = 0.8; Z = 0.5; Theta_dor = Theta_tor;
    m = 0.8; n = 0.8;
    fprintf('Cooling mode is ONAN (OA)\n');
elseif (cool_type == 2)
    X = 0.5; Y = 0.9; Z = 0.5; Theta_dor = Theta_tor;
    m = 0.8; n = 0.9;
    fprintf('Cooling mode is ONAF (FA)\n');
elseif (cool_type == 3)
    X = 0.5; Y = 0.9; Z = 1; Theta_dor = Theta_wr;
    m = 0.8; n = 0.9;
    fprintf('Cooling mode is OFAF (Non-Directed FOA)\n');
elseif (cool_type == 4)
    X = 1; Y = 1; Z = 1; Theta_dor = Theta_tor;
    m = 1; n = 1;
    fprintf('Cooling mode is ODAF (Directed FOA)\n');
else
    fprintf('Unknown cooling mode. Aborting...\n');
end

T_wg = T_ar + Theta_wg;
T_wr = T_ar + Theta_wr;
T_hsr = T_ar + Theta_hsr;
T_tor = T_ar + Theta_tor;
T_bor = T_ar + Theta_bor;
T_tdor = T_ar + Theta_dor;
T_wor = (H_hs * (T_tdor - T_bor)) + T_bor;
T_daor = (T_tdor + T_bor) / 2;
T_aor = (T_tor + T_bor) / 2;
X_k2 = (MVA_base / MVA_loss) ^ 2;
T_k2 = (T_k + T_wg) / (T_k + T_loss);
P_w = X_k2 * P_wt * T_k2;
P_e = X_k2 * P_et / T_k2;

if ((P_e / P_w) > PU_elhs)
    PU_elhs = P_e / P_w;
end

T_khs = (T_hsr + T_k) / (T_wg + T_k);
P_whs = T_khs * P_w;
P_ehs = PU_elhs * P_whs;

P_s = X_k2 * P_st / T_k2;
P_c = P_ct;

```

```

P_t = P_w + P_e + P_s + P_c;

MwCpw = (P_e + P_w) * Tau_w / (T_wr - T_daor);
W_wdg = MwCpw / C_pw;

if (W_wdg > W_cc)
    fprintf('Winding time constant too high\n');
    fprintf('Change input to lower value\n');
end

W_core = W_cc - W_wdg;
C_pst = 3.51;
W_fl = V_fluid * 231 * Rho_f;
SUM_MCP = (W_tank * C_pst) + (W_core * C_pst) + (W_fl * C_pf);
T = (T_wr + T_daor) / 2;
Mu_wr = D * exp(G / (T + 273));
T = (T_hsr + T_wor) / 2;
Mu_hsr = D * exp(G / (T + 273));
%-----

%-----
if or(cool_type == 1, cool_type == 2)
    C = 0.06 * W_cc + 0.04 * W_tank + 1.33 * V_fluid;
else
    C = 0.06 * W_cc + 0.06 * W_tank + 1.93 * V_fluid;
end
Tau_to = C * Theta_tor / P_t * 60;
%-----

In_Size=length(PUL);
TIM = TIM* 60;

DT = 0.5;
while ((Tau_w / DT) <= 9)
    DT = DT / 2;
end

TMP = 0;
KK = floor((TIM(In_Size) / DT_Print) + 0.01);
for K = 0 : KK
    TMP = TMP + DT_Print;
    TIMP(K+1) = TMP;
end

if Bas==1
    in_temps.T_hs = T_hsr;
    in_temps.T_w = T_wr;
    in_temps.T_to = T_tor;
    in_temps.T_tdo = T_tdor;
    in_temps.T_bo = T_bor;
    fprintf('anma değerleri baslangıç değerleri olarak alındı\n');
elseif Bas==2
    in_temps.T_hs = T_hsi;
    in_temps.T_w = T_wi;
    in_temps.T_to = T_toi;
    in_temps.T_tdo = T_tdoi;
    in_temps.T_bo = T_boi;
    fprintf('girilen baslangıç değerleri kullanıldı\n');

```



```

else
    disp(' ');
    fprintf('başlangıç değeri ne alınacak giriniz\n');
end
in_temps.T_ao = (in_temps.T_to + in_temps.T_bo) / 2;
in_temps.T_wo = in_temps.T_bo + (H_hs * (in_temps.T_tdo - ...
    in_temps.T_bo));
in_temps.T_a=AMB(1);

in_temps_TO = in_temps;

THSMAX = in_temps.T_hs;
TIMHS = 0;
TTOMAX = in_temps.T_to;
TIMTO = 0;
J = 1;
K = 0;
TIMS = 0;
TIMSH = 0;
ASUM = 0;
AX = (15000 / 383) - (15000 / (in_temps.T_hs + 273));
A = exp(AX);

Output(1, 1) = TIMSH;
Output(1, 2) = PUL(1);
Output(1, 3) = AMB(1);
Output(1, 4) = in_temps.T_hs;
Output(1, 5) = in_temps.T_to;
Output(1, 6) = in_temps.T_tdo;
Output(1, 7) = in_temps.T_bo;
Output(1, 8) = A;
Output(1, 9) = ASUM;
Output(1, 10) = in_temps_TO.T_hs;
Output(1, 11) = in_temps_TO.T_to;

while 1==1
    TIMS = TIMS + DT;
    if (TIMS > TIM(J + 1))
        J = J + 1;
    end

    if (TIMS > TIM(In_Size))
        break
    end

    TIMSH = TIMS / 60;
    if (abs(TIM(J + 1) - TIM(J)) < 0.01)
        J = J + 1;
    end

    SL = (PUL(J + 1) - PUL(J)) / (TIM(J + 1) - TIM(J));
    PL = PUL(J) + (SL * (TIMS - TIM(J)));
    SLAMB = (AMB(J + 1) - AMB(J)) / (TIM(J + 1) - TIM(J));
    TA = AMB(J) + (SLAMB * (TIMS - TIM(J)));
    out_temps.L = PL;
    out_temps.T_a = TA;

    out_temps_TO = out_temps;

```

```

%-----CLAUSE 7
%-----
out_temps.T_dao = (in_temps.T_tdo + in_temps.T_bo) / 2;
K_w = (in_temps.T_w + T_k) / (T_wg + T_k);
Q_wgen = out_temps.L * out_temps.L * ((K_w * P_w) + (P_e / K_w)) * DT;
if (in_temps.T_w >= out_temps.T_dao)
    if (cool_type == 4)
        Q_wlost = ((in_temps.T_w - out_temps.T_dao) / (T_wr - ...
            T_daor)) * (P_w + P_e) * DT;
    else
        T = (in_temps.T_w + out_temps.T_dao) / 2;
        Mu_w = D * exp(G / (T + 273));
        Q_wlost = (((in_temps.T_w - out_temps.T_dao) / (T_wr - ...
            T_daor)) ^ 1.25) * ((Mu_wr / Mu_w) ^ 0.25) * (P_w + P_e) * DT;
    end
else
    Q_wlost = 0;
    if (in_temps.T_w < in_temps.T_bo)
        in_temps.T_w = in_temps.T_bo;
    end
end

out_temps.T_w = (Q_wgen - Q_wlost + (MwCpw * in_temps.T_w)) / MwCpw;
dT_do = (T_tdor - T_bor) * ((Q_wlost / ((P_w + P_e) * DT)) ^ X);
out_temps.T_tdo = in_temps.T_bo + dT_do;
out_temps.T_dao = (out_temps.T_tdo + in_temps.T_bo) / 2;
out_temps.T_wo = in_temps.T_bo + (H_hs * dT_do);
K_hs = (in_temps.T_hs + T_k) / (T_hsr + T_k);

if (out_temps.T_tdo < in_temps.T_to)
    out_temps.T_wo = in_temps.T_to;
end
if (in_temps.T_hs < out_temps.T_w)
    in_temps.T_hs = out_temps.T_w;
end
if (in_temps.T_hs < out_temps.T_wo)
    in_temps.T_hs = out_temps.T_wo;
end
Q_hsgen = out_temps.L * out_temps.L * ((K_hs * P_whs) + ...
    (P_ehs / K_hs)) * DT;
if (cool_type == 4)
    Q_hslost = ((in_temps.T_hs - out_temps.T_wo) / (T_hsr - ...
        T_wor)) * (P_whs + P_ehs) * DT;
else
    T = (in_temps.T_hs + out_temps.T_wo) / 2;
    Mu_hs = D * exp(G / (T + 273));
    Q_hslost = (((in_temps.T_hs - out_temps.T_wo) / (T_hsr - T_wor))...
        ^ 1.25) * ((Mu_hsr / Mu_hs) ^ 0.25) * (P_whs + P_ehs) * DT;
end
out_temps.T_hs = (Q_hsgen - Q_hslost + (MwCpw * in_temps.T_hs)) / MwCpw;
Q_s = ((out_temps.L * out_temps.L * P_s) / K_w) * DT;
Q_aolost = (((in_temps.T_ao - out_temps.T_a) / (T_aor - ...
    T_ar)) ^ (1 / Y)) * P_t * DT;
Q_c = P_c * DT;
out_temps.T_ao = (Q_wlost + Q_c + Q_s - Q_aolost + (SUM_MCp * ...
    in_temps.T_ao)) / SUM_MCp;
dT_tb = ((Q_aolost / (P_t * DT)) ^ Z) * (T_tor - T_bor);

```

```

out_temps.T_to = out_temps.T_ao + (dT_tb / 2);
out_temps.T_bo = out_temps.T_ao - (dT_tb / 2);

if (out_temps.T_bo < out_temps.T_a)
    out_temps.T_bo = out_temps.T_a;
end
if (out_temps.T_tdo < out_temps.T_bo)
    out_temps.T_tdo = out_temps.T_bo;
end
%-----
%-----

%-----
%-----

R = (P_w + P_e + P_s) / P_c;
T_tou = Theta_tor * ((out_temps_TO.L ^ 2 * R + 1) / (R + 1)) ^ n;
out_temps_TO.T_to = in_temps_TO.T_to + (T_tou - (in_temps_TO.T_to - ...
    in_temps_TO.T_a)) * (1 - exp(-DT / Tau_to));
T_hsu = (Theta_hsr - Theta_tor) * out_temps_TO.L ^ (2 * m);
out_temps_TO.T_hs = in_temps_TO.T_hs + (T_hsu - (in_temps_TO.T_hs - ...
    in_temps_TO.T_to)) * (1 - exp(-DT / Tau_w));
%-----
%-----

AX = (15000 / 383) - (15000 / (out_temps.T_hs + 273));
A = exp(AX);
ASUM = ASUM + (A * DT) / 60;
if (out_temps.T_hs > THSMAX)
    THSMAX = out_temps.T_hs;
    TIMHS = TIMSH;
end

if (out_temps.T_to > TTOMAX)
    TTOMAX = out_temps.T_to;
    TIMTO = TIMSH;
end

if (TIMS >= TIMP(K+1))
    Output(K + 2, 1) = TIMSH;
    Output(K + 2, 2) = PL;
    Output(K + 2, 3) = TA;
    Output(K + 2, 4) = out_temps.T_hs;
    Output(K + 2, 5) = out_temps.T_to;
    Output(K + 2, 6) = out_temps.T_tdo;
    Output(K + 2, 7) = out_temps.T_bo;
    Output(K + 2, 8) = A;
    Output(K + 2, 9) = ASUM;
    Output(K + 2, 10) = out_temps_TO.T_hs;
    Output(K + 2, 11) = out_temps_TO.T_to;
    K = K + 1;
end
in_temps = out_temps;
in_temps_TO = out_temps_TO;
end

TIMS = TIMS - DT;
ASUM = ASUM / 60;
AEQ = ASUM / TIMSH;

```

```

disp(' ')
fprintf('    TIME    LOAD  AMBIENT   T_H_S   T_T_O   T_T_D')
fprintf('   T_B_O  Age_A_R  Total_A   T_H_S   T_T_O\n')
disp((Output))

plot(TIM,Output(:,4),'r')
hold on
plot(TIM,Output(:,10),'k')
hold on
plot(TIM,T_HS_olculen,'b')
hold on
plot(TIM,Output(:,4)-T_HS_olculen,'r')
hold on
plot(TIM,Output(:,10)-T_HS_olculen,'k')
grid on

figure
plot(TIM,Output(:,5),'r')
hold on
plot(TIM,Output(:,11),'k')
hold on
plot(TIM,T_TO_olculen,'b')
hold on
plot(TIM,Output(:,5)-T_TO_olculen,'r')
hold on
plot(TIM,Output(:,11)-T_TO_olculen,'k')
grid on

```

EK 2 IEC MODELLERİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

```
%IEC METHODS
times=[0 565 1210 1455 2225]; %dakika olarak yük değişim anları
loads=[0 1 0.5 1.25 0]; %pu olarak yük değerleri

%Tamb Çevre sıcaklığı (C) deneyler boyunca ölçülen sıcaklıklardır
Tamb=AMB;

%K yük (pu) deneyler boyunca ölçülen akım değerlerinden elde edilmiştir
K=Is/130.4;

%anma değerleri
Snom=30/1000; %MVA
Ta=20;
H=1.1;
gr=10;
dTor=49.8;
dThr=60.8-49.8;
to_o=150;
to_w=6;
Pw=686;
Pc=110;
R=Pw/Pc;
x=0.8;
y=1.6;
k11=1;
k21=1;
k22=2;

To(1)=20;
dTh1(1)=0;
dTh2(1)=0;
dToi=0;
dThi=0;
Th(1)=Ta+dToi+dThi;

Nyuk=length(loads); %toplam farklı yük sayısı
dt=5; %hesaplamaların yapılacağı zaman adımı

zaman=[times(1):dt:times(Nyuk)]; %hesaplama yapılacak bütün zamanlar
Ky(1)=0;
c=1;
%üslü eşitlikler yöntemi
for a=1:Nyuk-1
    t_ilk=times(a); %hesaplama yapılacak aralığın başlangıç zamanı
    t_son=times(a+1); %hesaplama yapılacak aralığın bitiş zamanı
    t_ara=t_son-t_ilk; %hesaplama yapılacak zaman aralığının genişliği
    N_ara=t_ara/dt; %hesaplama yapılacak alt zaman aralığı sayısı
    KK=loads(a+1);

    for b=1:N_ara
        t=b*dt;
        c=c+1;
```

```

if loads(a)<loads(a+1)
    f1=(1-exp((-t)/(k11*to_o)));
    f2=k21*(1-exp((-t)/(k22*to_w)))-(k21-1)*(1-exp((-t)/(to_o/k22)));
    dTo=dToi+(dTor*((1+R*KK^2)/(1+R))^x-dToi)*f1;
    dTh=dThi+(H*gr*KK^y-dThi)*f2;
else
    f3=exp((-t)/(k11*to_o));
    dTo=dTor*((1+R*KK^2)/(1+R))^x+(dToi-dTor*((1+R*KK^2)/(1+R))^x)*f3;
    dTh=H*gr*KK^y;
end
Th_exp(c)=Ta+dTo+dTh;
Ky(c)=KK;
To_exp(c)=Ta+dTo;
end
dToi=dTo;
dThi=dTh;
end

%fark eşitlikleri yöntemi
for k=2:446
    dt=zaman(k)-zaman(k-1);
    dTo(k)=(dt/(k11*to_o))*(((1+K(k)^2*R)/(1+R))^x*dTor-(To(k-1)-Tamb(k)));
    To(k)=To(k-1)+dTo(k);
    dDTh1(k)=(dt/(k22*to_w))*(k21*dThr*K(k)^y-dTh1(k-1));
    dTh1(k)=dTh1(k-1)+dDTh1(k);
    dDTh2(k)=(dt/((1/k22)*to_o))*((k21-1)*dThr*K(k)^y-dTh2(k-1));
    dTh2(k)=dTh2(k-1)+dDTh2(k);
    dTh(k)=dTh1(k)-dTh2(k);
    Th(k)=To(k)+dTh(k);
end

figure
plot(zaman,Th_exp,'r')
hold on
plot(zaman,Th,'k')
hold on
plot(zaman,T_HS_olculen,'b')
hold on
plot(zaman,Th_exp-T_HS_olculen,'r')
hold on
plot(zaman,Th-T_HS_olculen,'k')
grid on

figure
plot(zaman,To_exp,'r')
hold on
plot(zaman,To,'k')
hold on
plot(zaman,T_TO_olculen,'b')
hold on
plot(zaman,To_exp-T_TO_olculen,'r')
hold on
plot(zaman,To-T_TO_olculen,'k')
grid on

```

EK 3 SUSA MODELİNİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

```
%Susa Yontemi
S_base=30000;
Pw=686;
Pe=38.5;
Ps=110;
gr=10;
H=1.1;

Dteta_hs_rated=H*gr;
Dteta_oil_rated=49.8;

to_wdg_rated=6;
M_fluid=90;
n=0.25;

teta_hs(1)=20;
teta_oil(1)=20;

R=(Pw+Pe)/Ps;

t=0:5:2225;

%T_amb Çevre sıcaklığı (C) deneyler boyunca ölçülen sıcaklıklardır
T_amb=AMB;

%K yük (pu) deneyler boyunca ölçülen akım değerlerinden elde edilmiştir
K=Is/130.4;

P=Pw+Pe+Ps;
C_th_oil=0.48*M_fluid;
to_oil_rated=(C_th_oil*Dteta_oil_rated*60)/P;
T_amb_rated=20;
teta_oil_rated=Dteta_oil_rated+T_amb_rated;
teta_hs_rated=Dteta_hs_rated+teta_oil_rated;
mu_rated=0.0000013573*exp(2797.3/(273+teta_oil_rated));
h=5;
tetaK=235;

for k=1:length(t)
    P_cu_pu=(Pw*(tetaK+teta_hs(k))/(tetaK+teta_hs_rated)+...
        Pe*(tetaK+teta_hs_rated)/(tetaK+teta_hs(k)))/Pw;
    mu_pu(k)=0.0000013573*exp(2797.3/(273+teta_oil(k)))/mu_rated;
    k1=h*(((1+R*K(k)^2)/(1+R))*mu_pu(k)^n*Dteta_oil_rated-((teta_oil(k)...
        -T_amb(k))^(1+n))/Dteta_oil_rated^n)/(mu_pu(k)^n*to_oil_rated));
    m1(k)=h*((K(k)^2*P_cu_pu*mu_pu(k)^n*Dteta_hs_rated-(teta_hs(k)...
        -teta_oil(k))^(1+n))/Dteta_hs_rated^n)/(mu_pu(k)^n*to_wdg_rated));
    k2=h*(((1+R*K(k)^2)/(1+R))*mu_pu(k)^n*Dteta_oil_rated-((teta_oil(k)...
        +k1/2-T_amb(k))^(1+n))/Dteta_oil_rated^n)/(mu_pu(k)^n*to_oil_rated));
    m2(k)=h*((K(k)^2*P_cu_pu*mu_pu(k)^n*Dteta_hs_rated-(teta_hs(k)+m1(k)...
        /2-teta_oil(k)-k1/2)^(1+n))/Dteta_hs_rated^n)/(mu_pu(k)^n*to_wdg_rated));
    k3=h*(((1+R*K(k)^2)/(1+R))*mu_pu(k)^n*Dteta_oil_rated-((teta_oil(k)...
```

```

+k2/2-T_amb(k))^(1+n))/Dteta_oil_rated^n)/(mu_pu(k)^n*to_oil_rated));
m3(k)=h*((K(k)^2*P_cu_pu*mu_pu(k)^n*Dteta_hs_rated-(teta_hs(k)+m2(k)...
/2-teta_oil(k)-k2/2)^(1+n))/Dteta_hs_rated^n)/(mu_pu(k)^n*to_wdg_rated));
k4=h*(((1+R*K(k)^2)/(1+R))*mu_pu(k)^n*Dteta_oil_rated-((teta_oil(k)...
+k3-T_amb(k))^(1+n))/Dteta_oil_rated^n)/(mu_pu(k)^n*to_oil_rated));
m4(k)=h*((K(k)^2*P_cu_pu*mu_pu(k)^n*Dteta_hs_rated-(teta_hs(k)+m3(k)...
-teta_oil(k)-k3)^(1+n))/Dteta_hs_rated^n)/(mu_pu(k)^n*to_wdg_rated));

KK=(k1+2*k2+2*k3+k4)/6;
MM=(m1(k)+2*m2(k)+2*m3(k)+m4(k))/6;

teta_oil(k+1)=teta_oil(k)+KK;
teta_hs(k+1)=teta_hs(k)+MM;
PCU(k)=P_cu_pu;
end

plot(t,teta_oil(1:446),'r')
hold on
plot(t,T_TO_olculen,'k')
hold on
plot(t,teta_oil(1:446)-T_TO_olculen,'b')
grid on

figure
plot(t,teta_hs(1:446),'r')
hold on
plot(t,T_HS_olculen,'k')
hold on
plot(t,teta_hs(1:446)-T_HS_olculen,'b')
grid on

```


EK 4 YÖNTEM-1'İN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

```
T_to=T_TO_olcülen;
Theta_tor=49.8; %ÖLÇÜLEN VEYA ANMA ÜST YAĞ SICAKLIK ARTIŞI (ÇEVREYE GÖRE)
Theta_bor=40.8; %ÖLÇÜLEN VEYA ANMA ALT YAĞ SICAKLIK ARTIŞI (ÇEVREYE GÖRE)
T_ar=10; %ANMA ÇEVRE SICAKLIĞI

T_tor=Theta_tor+T_ar;
T_bor=Theta_bor+T_ar;
T_aor=T_ar+(Theta_tor+Theta_bor)/2;

H=1.1;
Y = 0.8;
Z = 0.5;
T_toi=20; %BAŞLANGIÇ TOP-OİL SICAKLIĞI
T_boi=20; %BAŞLANGIÇ BOTTOM-OİL SICAKLIĞI
%-----
T_ao(1)=(T_toi+T_boi)/2;

for k=1:length(T_W_hesaplanan)
    T_bo(k)=abs(T_to(k)-(((T_ao(k)-T_amb(k))/...
        (T_aor-T_ar))^(Z/Y))*(T_tor-T_bor)));
    T_ao(k+1)=(T_to(k)+T_bo(k))/2;
    T_hs(k)=T_to(k)+H*(T_W_hesaplanan(k)-T_ao(k+1));
end

figure
plot(zaman,T_hs,'r')
hold on
plot(zaman,T_HS_olcülen,'k')
hold on
plot(zaman,T_HS_olcülen-T_hs,'b')
grid on
legend('Yöntem-1','Ölçülen','Yanılğı')
xlabel('t [dakika]')
ylabel('T hs [ o C]')
```

EK 5 YÖNTEM-2’NİN TESTİNDE KULLANILAN MATLAB KODU

```
K=PUL;
Theta_tor=49.8; %ÖLÇÜLEN VEYA ANMA ÜST YAĞ SICAKLIK ARTIŞI (ÇEVREYE GÖRE)
Theta_bor=40.8; %ÖLÇÜLEN VEYA ANMA ALT YAĞ SICAKLIK ARTIŞI (ÇEVREYE GÖRE)
T_ar=10; %ANMA ÇEVRE SICAKLIĞI

T_tor=Theta_tor+T_ar;
T_bor=Theta_bor+T_ar;
T_aor=T_ar+(Theta_tor+Theta_bor)/2;

H=1.1;
Y = 0.8;
Z = 0.5;

k11=1;
to_o=150;
R=7;
x=0.8;
dTor=Theta_tor;

T_to(1)=20; %BAŞLANGIÇ TOP-OİL SICAKLIĞI
T_bo(1)=20; %BAŞLANGIÇ BOTTOM-OİL SICAKLIĞI
%-----
T_ao(1)=(T_to(1)+T_bo(1))/2;
T_hs(1)=20;

for k=2:length(T_W_hesaplanan)
    dt=zaman(k)-zaman(k-1);
    dTo(k)=(dt/(k11*to_o))*(((1+K(k)^2*R)/(1+R))^x*dTor-...
        (T_to(k-1)-T_amb(k-1)));
    T_to(k)=T_to(k-1)+dTo(k);

    T_bo(k-1)=abs(T_to(k-1)-((T_ao(k-1)-T_amb(k-1))/...
        (T_aor-T_ar))^(Z/Y))*(T_tor-T_bor));
    T_ao(k)=(T_to(k-1)+T_bo(k-1))/2;
    T_hs(k)=T_to(k)+H*(T_W_hesaplanan(k-1)-T_ao(k));
end

figure
plot(zaman,T_to,'r')
hold on
plot(zaman,T_TO_olculen,'k')
hold on
plot(zaman,T_to-T_TO_olculen,'b')
grid on
legend('Yöntem-2','Ölçülen','Yanılgı')
xlabel('t [dakika]')
ylabel('T to [ o C]')

figure
plot(zaman,T_hs,'r')
hold on
plot(zaman,T_HS_olculen,'k')
```

```
hold on
plot(zaman,T_HS_olculen-T_hs,'b')
grid on
legend('Yöntem-2','Ölçülen','Yanılıgı')
xlabel('t [dakika]')
ylabel('T hs [ o C]')
```





ÖZGEÇMİŞ

Adı ve Soyadı : Cenk GEZEGİN
Doğum Yeri : Amasya
Doğum Tarihi : 12.06.1982
Yabancı Dili : İngilizce

Eğitim Durumu

Lise : Amasya Endüstri Meslek Lisesi, Elektrik Bölümü (1998)
Lisans : Kocaeli Üniversitesi Teknik Eğitim Fakültesi,
Elektrik Eğitimi Bölümü (2002)
Yüksek Lisans : Ondokuz Mayıs Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü,
Elektrik Elektronik Mühendisliği Ana Bilim Dalı
(Şubat 2003 – Aralık 2006)

Çalıştığı Kurum/Kurumlar ve Yıl

Amasya Üniversitesi
Teknik Bilimler Meslek Yüksekokulu, Öğretim Görevlisi (2007 - Devam Ediyor)

Yayınlar

- Gezegin, C., Dirik, H., ve Özdemir, M. 2018. Transformatörlerin ortalama sargı dirençlerinin gerçek zamanlı ölçümü. *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Dergisi Part C: Tasarım ve Teknoloji*, 6:3, 592-604.
- Dirik, H., Gezegin, C., ve Özgönenel, O. 2018. Experimental investigation of IEEE thermal models used in temperature calculations of distribution transformers. 2nd Industrial Congress on Vocational and Technical Sciences (UMTEB II), 10-13 May 2018, 46-47, Batumi.
- Dirik, H., Gezegin, C., ve Özgönenel, O. 2018. Experimental investigation of IEC's transformer thermal models. 2nd Industrial Congress on Vocational and Technical Sciences (UMTEB II), 10-13 May 2018, 44-45, Batumi.
- Dirik, H., Gezegin, C., Özgönenel, O., ve Ergül, E. U. 2018. Comsol yazılımında yapılan transformatör ısı hesaplamalarının deneysel çalışmalar ile incelenmesi. III. Uluslararası Mesleki Ve Teknik Bilimler Kongresi (UMTEB III), 21-22 Haziran 2018, 89-90, Gaziantep.

- Gezegin, C., Dirik, H., ve Özdemir, M. 2017. Transformatörlerin gerçek zamanlı çalışma esnasındaki AA sargı dirençlerinin izlenmesi, Uluslararası Mühendislik Araştırmaları Sempozyumu (UMAS' 2017), 11-13 Eylül 2017, Sempozyum Kitabı, 53, Düzce.
- Dirik, H., Gezegin, C., ve Özdemir, M. 2017. A monitoring method for ac winding resistance of distribution transformers using terminal measurements. *International Journal of New Technologies in Science and Engineering*, 4:9, 1–10.
- Gezegin, C., Dirik, H., Ergül, E. U., ve Özdemir, M. 2016. Experimental investigation of the effects of temperature on transformer equivalent circuit parameters. 8th International Ege Energy Symposium (IEESE 2016), 11-13 May 2016, Symposium Book, 183-188, Afyon.
- Gezegin, C., Dirik, H., Ergül, E. U., ve Özdemir, M. 2016. The overloading and its effect to ageing rate of transformers. 8th International Ege Energy Semposim (IEESE 2016), 11-13 May 2016, Symposium Book, 189-194, Afyon.
- Gezegin, C., Dirik, H., Ergül, E. U., ve Özdemir, M. 2016. Kuru tip trafolarin ortalama ve en yüksek sargi sicaklik artışlarının incelenmesi. *İleri Teknoloji Bilimleri Dergisi*, 5:1, 107–119.
- Gezegin, C., Dirik, H., ve Özdemir, M. 2014. Transformatörlerde sargı sıcaklığının etkisinin deneysel olarak incelenmesi. ELECO 2014 Elektrik-Elektronik, Bilgisayar ve Biomedikal Mühendisliği Sempozyumu, 27-29 Kasım 2014, Sempozyum Kitabı, 207-210, Bursa.
- Dirik, H., Gezegin, C. ve Özdemir, M. 2014. A novel parameter identification method for single phase transformers by using real time data. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(3), 1074–1082.